

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS



TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en Ingeniería Mecánica

**HERRAMIENTA DE ANÁLISIS DE OPERACIÓN
DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL**

Autor: Carlos Ortiz Blanco

Tutor: Dr. Sergio Sánchez Delgado

Leganés, Junio de 2015



Resumen

Dado que con el paso del tiempo la energía eléctrica se ha instaurado como principal fuente de energía, se han desarrollado plantas, centrales y parques de producción de potencia eléctrica, cambiando el panorama eléctrico español. Hace unas décadas no se podría haber predicho el impacto que tendría la electricidad en la sociedad y cómo afecta en su precio la forma en que se produce la misma, cuya tendencia es hacia la producción de forma más limpia, emitiendo menos contaminantes a la atmósfera, aumentando rendimientos y en definitiva siendo más eficaces y eficientes. Por ello se están instaurando centrales de ciclo combinado, que poseen un rendimiento mayor y menores emisiones, y las energías renovables, las cuales son tecnologías muy limpias en cuanto a contaminantes se refiere, pero que dependen mucho de las condiciones climatológicas, además de su alto precio. Este último factor está lastrando gravemente el desarrollo de dichas tecnologías ya que se está inmerso en una grave crisis económica desde hace ya bastantes años.

La producción de electricidad tiene un grave problema que a día de hoy no se ha conseguido solucionar, como es el almacenaje de la potencia eléctrica, por tanto toda la electricidad producida se debe consumir, vender o comprar a otros países si fuese necesario.

Debido al problema anteriormente descrito, Red Eléctrica Española (REE), realiza una previsión diaria de la potencia que se consumirá el día siguiente, intentando minimizar el problema lo máximo posible haciendo uso de las diferentes tecnologías de producción de potencia y aprovechando sus diversas características.

En el presente trabajo se tratará de explicar el funcionamiento de compra/venta de electricidad del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), así como dar a conocer las diferentes tecnologías de producción de potencia eléctrica que inyectan electricidad en nuestro país. A su vez se creará una aplicación en VBA (Visual Basic for Applications) para poder gestionar de forma más cómoda el fichero *P48 Desagregado*, ya que se obtendrían un fichero por día y sería bastante complejo de manejar tal cantidad de datos, más adelante se detallará el contenido de dichos archivos.

La finalidad del trabajo es el diseño de una herramienta informática para desglosar los datos del archivo diario *P48 Desagregado*, que proporciona la cantidad de potencia inyectada a la red por cada central de potencia y por hora. Este *Software* puede ser de gran utilidad para predecir de forma aproximada la demanda del año siguiente en base al año anterior o para proyectos de investigación que necesiten datos concretos de producción de potencia eléctrica. Por último, y de cara al futuro, se podría utilizar cuando se redacte la Ley de Régimen Especial de producción de energías renovables, que permitiría regular qué cantidad de electricidad proveniente de una fuente renovable se podría inyectar a la red, como por ejemplo en una central híbrida de ciclo combinado y solar, con lo que con dicho *Software* se puede predecir si es rentable esa planta.



Abstract

Electric power has been established as the main source of energy, developing lots of power plants and changing spanish electrical panorama. A few decades ago, no one could have predicted the impact of electricity in the society and how the way as we produce it affects the price, trending to cleaner productions, emitting less pollutants to the atmosphere, and definitely being more effective and efficient. Because of that, the combined cycle plants have being instituting, which have a higher performance and lower emissions, and renewable, which are clean technologies but depend on weather conditions, in addition to higher price. The price factor is a big handicap for the development of these technologies because of the economic crisis.

The electric production has a serious problem, that is nowadays not solved, as is the storage of electrical energy, so all the energy that we produce must be consumed, sold or bought to other countries if it is necessary.

Due to this problem, Red Eléctrica de España (REE), makes a diary forecast of the power that will be consumed the next day, trying to minimize the problem as much as possible using diferent power production technologies.

In this bachelor it will explain the operation of the Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) and explanations of the different technologies that inject electricity in our country. In turna an application in Visual Basic for Applications (VBA) will be created to manage the file *P48 Desagregado*. This is a diary file and it could be complex to manage this amount data.

The aim of this bachelor is the design of a computer tool for managing the *P48 Desagregado* files that give us the power fed into the grid for each power plant and per hour. This *Software* can be useful for predicting demand roughly the next year base don the previous year or for research projects requiring specific data of electric power. Finally, and for the future, this program could be used when the Law of Special Regimen for renewable energy production will be created, which could adjust the amount of electricity from a renewable source could be injected into the, including a hybrid and solar combined-cycle, so with that *Software* can predict if that plant is profitable.



Índice

1. Motivación y objetivos.....	10
2. Estado del arte: Tecnologías de producción de potencia eléctrica.....	11
2.1 Centrales térmicas de carbón.	11
2.2 Centrales nucleares	12
2.3 Centrales eólicas	13
2.4 Centrales hidroeléctricas	14
2.5 Centrales hidroeléctricas de bombeo	15
2.6 Centrales solares térmicas.....	16
2.7 Centrales solares fotovoltaicas.....	17
2.8 Centrales de ciclo combinado	18
3. Funcionamiento del sistema eléctrico de la Península Ibérica. MIBEL.	20
3.1 Introducción	20
3.2 Agentes del mercado.....	20
3.3 Mercado diario	21
3.4 Mercado intradiario.....	22
3.5 Restricciones del mercado	22
3.5.1 Sobrecargas en la red	23
3.5.2 Bajas tensiones en la red.....	23
3.5.3 Falta de potencia producida	23
3.6 Mercado secundario	24
3.7 Mercado terciario	24
3.8 Mercado de desvíos	24
3.9 Producción en régimen especial	24
3.10 Derechos de emisión de CO ₂	25
3.11 Evolución histórica de la potencia instalada en España	27
4. E-SIOS	29
4.1 Introducción	29
4.2 Acciones de E-SIOS	30
4.3 Características de E-SIOS.....	30
5. Centrales De Ciclo Combinado.....	31



5.1	Introducción	31
5.2	Ciclo de gas o ciclo <i>Brayton</i>	32
5.3	Cadera de recuperación de calor o HRSG	35
5.4	Ciclo de vapor o ciclo <i>Rankine</i>	38
5.5	Rendimiento	39
5.6	Ventajas respecto a otras tecnologías	41
5.7	Estrés térmico	42
6.	Desarrollo de la herramienta informática	43
6.1	Introducción	43
6.2	Contenido de los archivos p48 desagregado	43
6.3	Interfaz y desarrollo de la <i>Macro</i>	45
6.4	Resultados. Estudio de (ACE4)	46
7.	Conclusiones	59
8.	Proyectos futuros	60
9.	Bibliografía	61
10.	Anexo 1: Acrónimos centrales CC	63
11.	Anexo 2: Código del programa	64

Índice de figuras

Figura 1-Esquema de una central térmica de carbón.....	11
Figura 2-Esquema de una central nuclear.....	12
Figura 3-Esquema de una central eólica.....	13
Figura 4-Esquema de una central hidroeléctrica	14
Figura 5-Esquema central hidroeléctrica de bombeo	15
Figura 6-Esquema de una central solar térmica.....	16
Figura 7-Esquema de una central solar fotovoltaica	17
Figura 8-Esquema central de una central de ciclo combinado	18
Figura 9-Curvas agregadas de oferta y demanda.....	21
Figura 10-Mercado en Régimen Especial	25
Figura 11-Alternativas de los derechos de emisión.....	26
Figura 12-Variación de la curva de mercado.....	26
Figura 13-Evolución de las tecnologías en España	27
Figura 14-Evolución de las tecnologías en España	28
Figura 15-Esquema de un ciclo combinado de un nivel de presión	31
Figura 16-Ciclo de gas o Brayton de eje simple.....	33
Figura 17-Ciclo termodinámico del ciclo de gas simple	34
Figura 18-Esquema de ciclo de gas regenerativo	34
Figura 19-Ciclo termodinámico del ciclo de gas regenerativo.....	35
Figura 20-Caldera de recuperación de calor.....	36
Figura 21-Evolución de las temperaturas en el HRSG.....	37
Figura 22-Combinación de los dos ciclos de potencia	40
Figura 23-Datos p48 desagregado	44
Figura 24-Datos p48 desagregado	44
Figura 25-Interfaz de la macro	45
Figura 26-Datos proporcionados por la macro	45
Figura 27-Producción Aceca	46
Figura 28-Producción del día 1-1-2014 a las 12h.....	47
Figura 29-Producción del día 1-2-2014 a las 12h.....	48
Figura 30-Producción del día 1-3-2014 a las 12h.....	49
Figura 31-Producción del día 1-4-2014 a las 12h.....	50
Figura 32-Producción del día 1-5-2014 a las 12h.....	51
Figura 33-Producción del día 1-6-2014 a las 12h.....	52
Figura 34-Producción del día 1-7-2014 a las 12h.....	53
Figura 35-Producción del día 1-8-2014 a las 12h.....	54
Figura 36-Producción del día 1-9-2014 a las 12h.....	55
Figura 37-Producción del día 1-10-2014 a las 12h.....	56
Figura 38-Producción del día 1-11-2014 a las 12h.....	57
Figura 39-Producción del día 1-12-2014 a las 12h.....	58

1. Motivación y objetivos

Los principales objetivos de este trabajo se resumen en:

- Determinar las tecnologías más representativas de producción de potencia en España con especial énfasis en las centrales de ciclo combinado.
- Dar a conocer el sistema de compra/venta de electricidad en el Mercado Ibérico (MIBEL).
- Creación de la herramienta en lenguaje *VBA* que permita la manejabilidad de los archivos diarios de producción de potencia *P48 Desagregado*, que está basado en ficheros *Excel*, mediante la realización de una *Macro*.
- Analizar resultados para una central de ciclo combinado, en este caso (ACE4).

Para la realización de dicha *Macro* se ha aprendido a programar en lenguaje *VBA*, que es el usado por Excel.

La herramienta permite buscar un dato concreto entre casi infinitos archivos de Excel, lo que me sedujo a la hora de escoger este proyecto, ya que tiene una utilidad realmente útil para las personas que trabajan a menudo con este tipo de archivo ahorrando mucho tiempo de búsqueda y siendo más productivos, ya sean investigadores o profesionales cuyo trabajo esté relacionado con la producción de potencia eléctrica en la Península Ibérica. Cabe destacar que dicha aplicación es válida para todas las centrales de potencia. En este caso se analizarán las de ciclo combinado ya que son las que se utilizan para cubrir la demanda energética debido a su rapidez de encendido y son las que más interés tienen para analizar su producción diaria.

2. Estado del arte: Tecnologías de producción de potencia eléctrica

A continuación se va a realizar una descripción de las principales fuentes de producción de electricidad en la Península Ibérica, que son las que inyectan electricidad al mercado MIBEL.

2.1 Centrales térmicas de carbón.

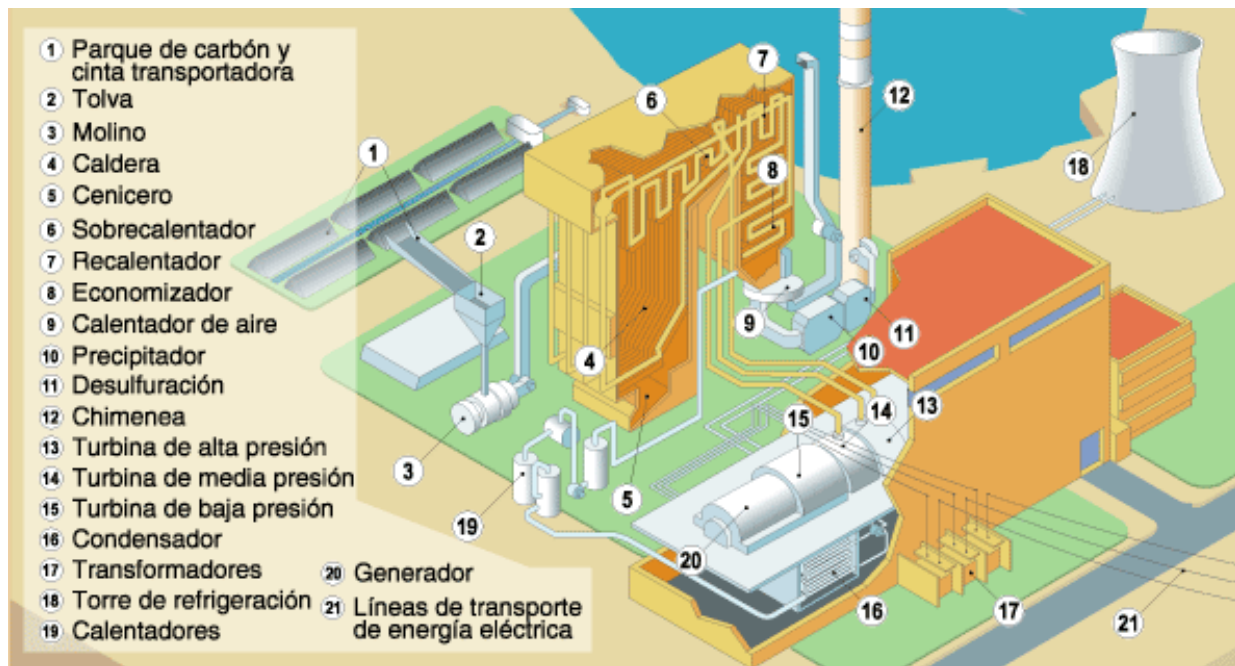


Figura 1-Esquema de una central térmica de carbón [1]

Las centrales térmicas de carbón son capaces de producir energía eléctrica a través de combustibles fósiles, principalmente carbón, mediante un ciclo agua/vapor.

El carbón almacenado en los depósitos (1) es transportado mediante una cinta hasta una tolva (2) que nutre al molino (3). En este punto el carbón es pulverizado para mejorar su capacidad de combustión. Posteriormente se introduce en la caldera (4) y se mezcla con aire caliente para su combustión.

El interior de la caldera está formado por una gran cantidad de tubos por los que circula agua, que es convertida en vapor de agua a una alta temperatura. Los residuos de la combustión caen al cenicero (5) para ser extraídos y eliminados. Los humos y los gases quemados se hacen pasar por los precipitadores (10) y los equipos de desulfuración (11) con el objetivo de filtrar las emisiones contaminantes que llegarían a la atmósfera a través de la chimenea (12).

El vapor de agua producido en la caldera se turbinan (13, 14, 15) haciendo girar el eje de la misma que gira solidario al eje del generador eléctrico, permitiendo así la

generación de potencia eléctrica (20). El generador convierte la energía mecánica de rotación en electricidad de media tensión y alta intensidad, sin embargo para disminuir las pérdidas en el transporte de electricidad se eleva la tensión en un transformador (17), antes de ser enviada a la red de transporte de alta tensión (21).

Una vez el vapor ha pasado por las turbinas, se convierte en líquido después de hacerlo pasar por un condensador (10). Es necesaria una corriente de agua en el condensador que refrigere el vapor proveniente de las turbinas, para ello se utiliza agua proveniente de un río o del mar, que puede operar en circuito cerrado liberando el calor mediante torres de refrigeración, o en circuito abierto transfiriendo ese calor al propio río o al mar [1].

2.2 Centrales nucleares



Figura 2-Esquema de una central nuclear [1]

Una central térmica nuclear aprovecha el calor provocado por la fisión de los núcleos de uranio o plutonio generalmente, para la producción de energía eléctrica. Debido a ello, las centrales nucleares constan como mínimo de un reactor que permite iniciar la reacción en cadena de fisión nuclear. El calor extraído en dicha reacción se utiliza para convertir un líquido, más comúnmente agua, en vapor de forma que se emplea para accionar una serie de turbinas conectadas a un generador que producen energía eléctrica.

La instalación consta de un edificio de contención (1), que está construido herméticamente para evitar cualquier tipo de fuga radiactiva. En él se establecen los principales componentes del circuito primario de la instalación, como son el

reactor (15), los generadores de vapor (22), el presionador (21), y las bombas del refrigerante (19). Es por tanto la parte más crítica de la central.

La energía generada en forma de calor por la fisión nuclear se transmite al fluido refrigerante (agua), que se mantiene en estado líquido debido a su gran presión. Dicho refrigerante es conducido hacia los generadores de vapor. A la salida de éstos, el agua vuelve hacia el reactor impulsada por una serie de bombas.

En los generadores de vapor y sin mezclarse con el agua del circuito primario, el agua del circuito secundario se transforma en vapor que es llevado hacia las turbinas (5, 6). El vapor saliente de las turbinas pasa a estado líquido mediante un condensador (10).

El agua refrigerante se toma directamente de un río o del mar y a través de torres de refrigeración (9) se enfría antes de devolverla a su origen.

La energía del vapor obtenida en las turbinas se convierte en electricidad mediante un generador eléctrico (7). La tensión de salida es aumentada convenientemente mediante transformadores para ser enviada a la red eléctrica.

Por último se encuentra el edificio del combustible gastado (14), cuya función es permitir la pérdida gradual de la radioactividad del combustible usado para su posterior descontaminación. A su vez también se guarda el combustible nuevo sin usar de la central [1].

2.3 Centrales eólicas

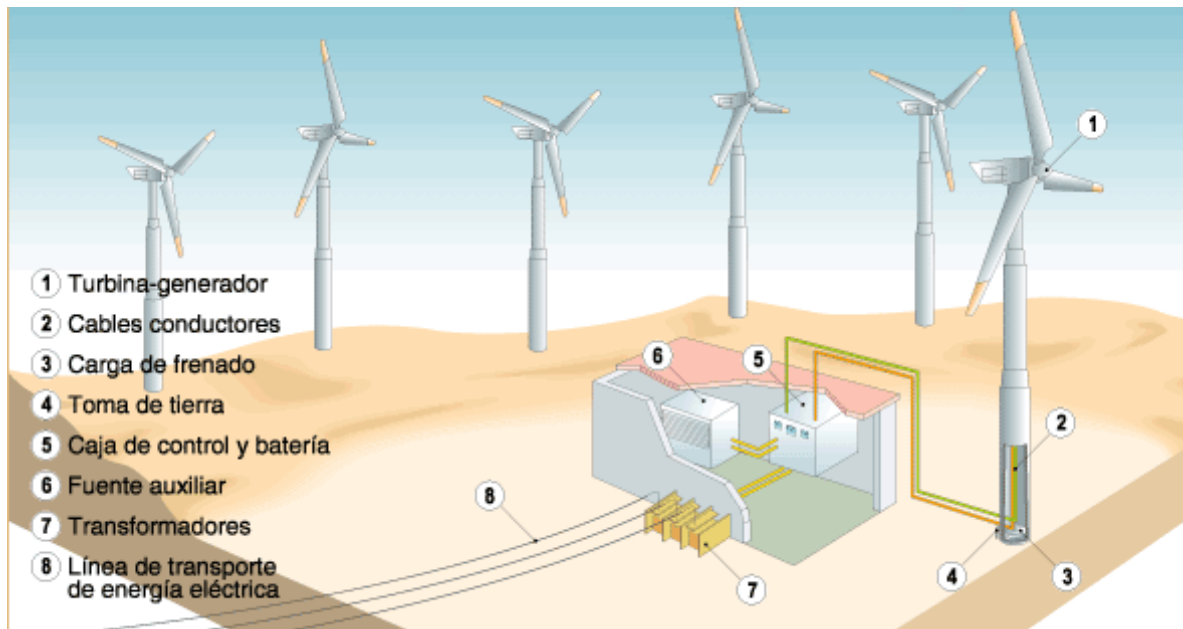


Figura 3-Esquema de una central eólica [1]

Actualmente la energía eólica se aprovecha fundamentalmente mediante la transformación de electricidad en los aerogeneradores. Un aerogenerador es una

máquina capaz de convertir energía cinética del viento en energía eléctrica, para ello utiliza unas palas que conforman una hélice que transmiten la energía del viento al rotor, y con ello, al generador. Generalmente se agrupan varios generadores en una misma zona, lo que da lugar a parques eólicos.

Principalmente los aerogeneradores son de eje horizontal, aunque también existen los de eje vertical, siendo estos últimos menos comunes, por lo que a continuación se explicarán los de eje horizontal.

Sobre una torre se coloca una góndola que aloja en su interior un generador, el cual está conectado mediante una caja multiplicadora a un conjunto de palas (1).

La energía eléctrica producida por el giro del generador es transportada gracias a cables conductores (2) hasta un centro del control (5) desde donde se eleva su tensión mediante los transformadores (7), que envían la electricidad a la red de alta tensión (8).

Dado el carácter aleatorio de la producción de dicha energía debido al viento, las centrales deben tener una fuente auxiliar (6) para garantizar el suministro de energía eléctrica.

Debido a la altura de dichos generadores el rozamiento con el aire puede inducir a electricidad estática, por tanto es necesario dotar a la instalación de una toma de tierra (4), [1].

2.4 Centrales hidroeléctricas

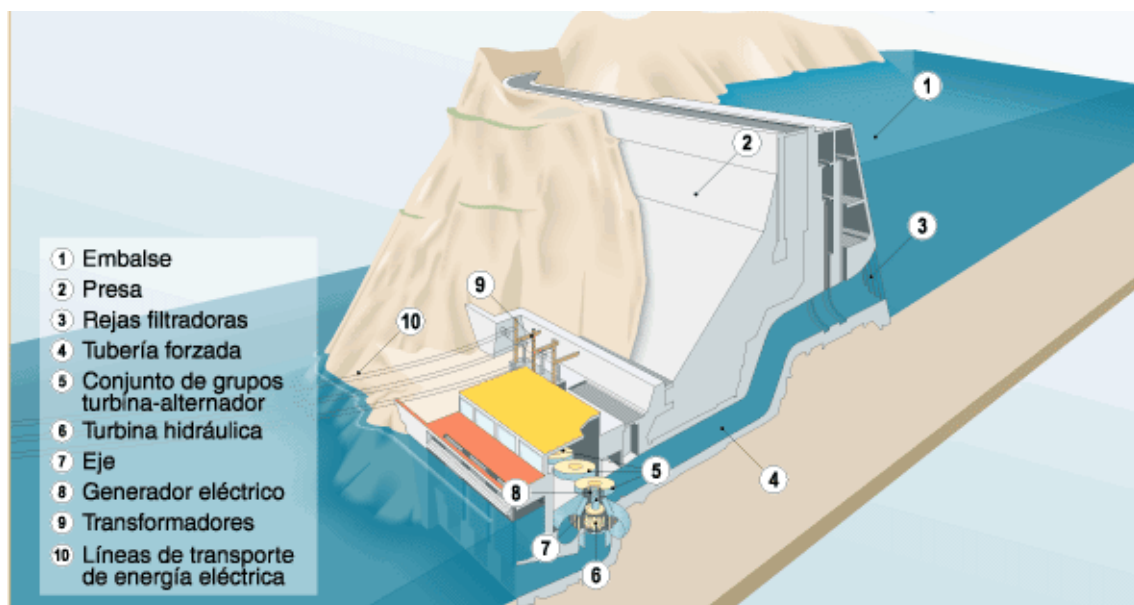


Figura 4-Esquema de una central hidroeléctrica [1]

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que aprovechan la energía potencial gravitatoria contenida en el agua de los ríos, generalmente mediante un embalse, para convertirla en energía eléctrica mediante turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos.

La presa (2) situada en un río, acumula artificialmente un volumen de agua para formar un embalse (1), lo que permite que el agua adquiera una energía potencial que posteriormente se transformará en electricidad. Para ello se sitúa en la parte superior una rejilla metálica (3), con una válvula que permite controlar la entrada de agua en la galería de presión, previa a una tubería forzada (4) que conduce finalmente el agua hasta la turbina situada en la sala de máquinas de la central.

El agua va a mucha presión por la tubería forzada y va transformando su energía potencial en energía cinética. Al llegar a la turbina (5), actúa los álabes transformando la energía cinética en energía mecánica de rotación y con ello el generador de electricidad (8). Mediante los transformadores se convierte en una corriente de baja intensidad y alto voltaje para ser enviadas mediante la red de transporte (10), [1].

2.5 Centrales hidroeléctricas de bombeo

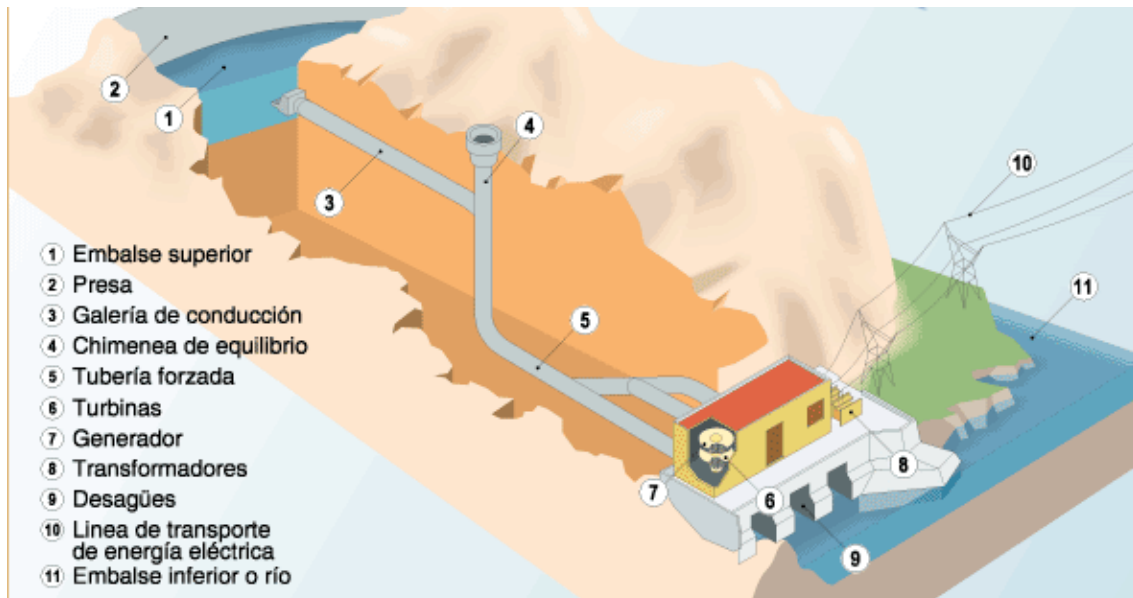


Figura 5-Esquema central hidroeléctrica de bombeo [1]

Una central hidroeléctrica de bombeo es un tipo de central hidroeléctrica que está constituida por dos embalses. El agua contenida en el embalse inferior es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al depósito situado en la parte superior, con el fin de turbinarla posteriormente para generar electricidad en las horas de mayor consumo energético.

Las centrales que no tienen suministro de ríos en el embalse superior se las denomina de bombeo puro, por el contrario si cuentan con un río se las llama centrales mixtas de bombeo.

Durante las horas en las que la demanda es superior, la central funciona como una central de bombeo tradicional, el agua del embalse superior (1) cerrado por una presa (2), llega a la turbina mediante una tubería forzada (5). Para la regulación de la presión del agua se construye en muchas ocasiones una chimenea de equilibrio (4).

En la tubería forzada, el agua va adquiriendo energía cinética que al golpear con los álabes de la turbina (6) hace girar un generador que gira solidario a la misma (7) para la generación de electricidad a media tensión y alta intensidad. Posteriormente se eleva su tensión y se baja la intensidad en los transformadores (8) para enviarla por la red eléctrica (10). Una vez turbinada, el agua se almacena en el embalse inferior (11).

Cuando se percibe un menor consumo energético, generalmente por las noches, se aprovecha que a electricidad a esas horas tiene un coste bajo para bombearla del embalse inferior al superior a través de la tubería forzada. Una vez realizada dicha operación el agua queda disponible en el embalse superior y preparado para ser turbinada al día siguiente [1].

2.6 Centrales solares térmicas

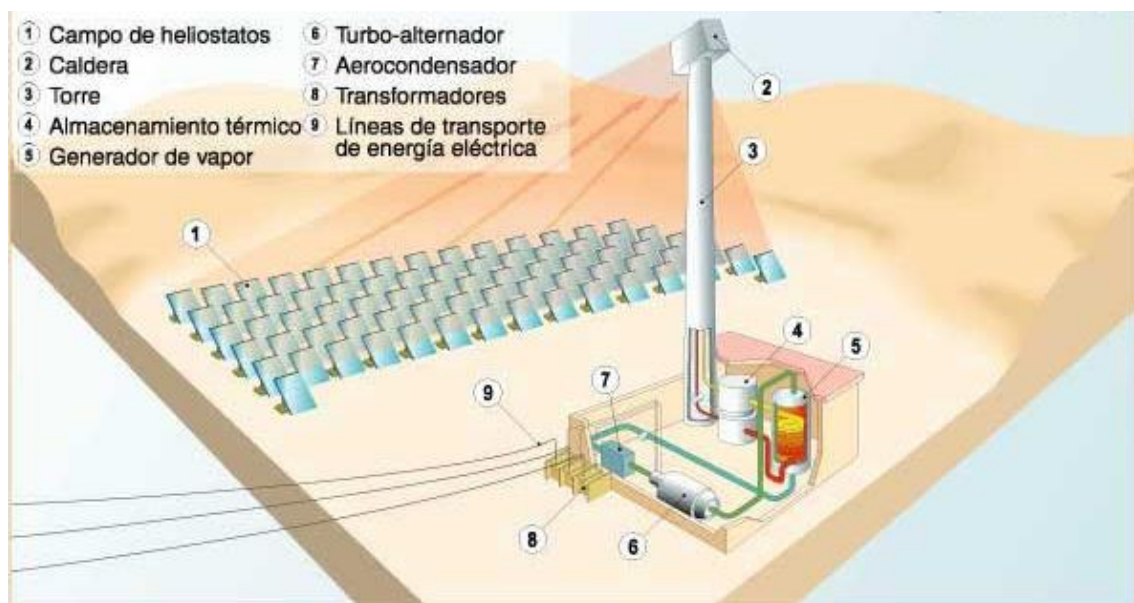


Figura 6-Esquema de una central solar térmica [1]

Una central solar térmica, o termosolar, es una instalación que permite el aprovechamiento de una energía solar térmica para la producción de electricidad. Posee un ciclo similar al de las centrales térmicas convencionales, la energía térmica se transforma en energía mecánica mediante una turbina y a continuación se genera energía eléctrica debido al generador conectado a la turbina.

La única diferencia con las centrales térmicas convencionales es que el aporte de calor se consigue mediante la radiación solar que incide sobre un fluido en vez de tener una caldera quemando carbón o derivados.

Estas centrales están formadas por un campo de heliostatos (1) o espejos que direccionan la radiación solar hacia una caldera receptora (2) situada sobre una torre de gran altura (3).

En la caldera el aporte calorífico proveniente de la radiación solar reflejada, es absorbido por un fluido, generalmente agua, que es conducido hacia un generador de

vapor (5), donde se transfiere el calor hacia un segundo fluido, también agua, el cual es convertido en vapor. A partir de aquí el funcionamiento es semejante al de una central térmica de carbón, el vapor es conducido hacia una turbina (6) donde la energía de rotación del eje permite al generador producir electricidad. Posteriormente el fluido es condensado (7) para repetir el ciclo.

Debido a que la producción de esta central depende de la radiación solar, se suele disponer de un sistema de almacenamiento térmico (4) para cubrir la demanda en los días que no haya sol.

Por último se eleva la tensión en los transformadores (8) y se envía a la energía por la red eléctrica [1].

2.7 Centrales solares fotovoltaicas

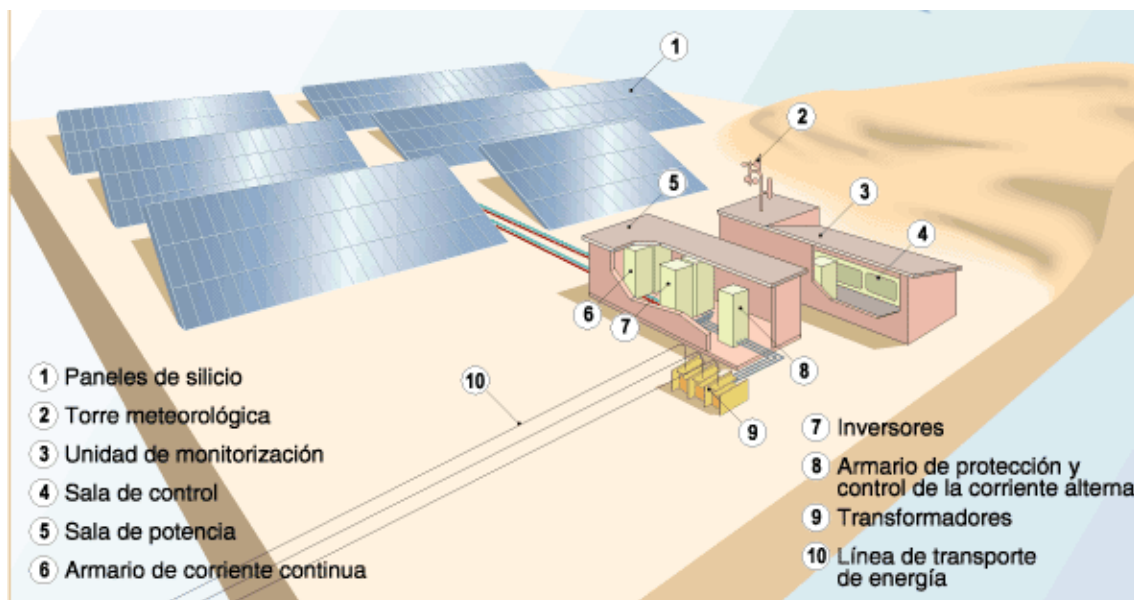


Figura 7-Esquema de una central solar fotovoltaica [1]

Una central fotovoltaica está compuesta por un conjunto de células fotovoltaicas que captan la energía solar transformándola en una corriente eléctrica continua mediante el efecto fotoeléctrico. Están formadas por módulos y con ellos se forman los paneles solares fotovoltaicos (1), cuyo principal material es silicio. La producción de electricidad de estas centrales está muy condicionada a la meteorología del momento, dichas condiciones son analizadas mediante la torre meteorológica (2).

Sin embargo como la red de transporte sólo admite electricidad en corriente alterna, es necesario convertirla. Es conducida primero a un armario de corriente continua (6) para ser convertida a corriente alterna mediante un inversor (7), para ser finalmente llevada a un armario de corriente alterna (8).

Por último la electricidad se lleva hasta los transformadores para aumentar su voltaje (9) y transportarlo mediante la red eléctrica (10).

Cabe destacar que toda la central se supervisa mediante una sala de control (4), en la que se recibe información de los diferentes sensores que posee la instalación [1].

2.8 Centrales de ciclo combinado

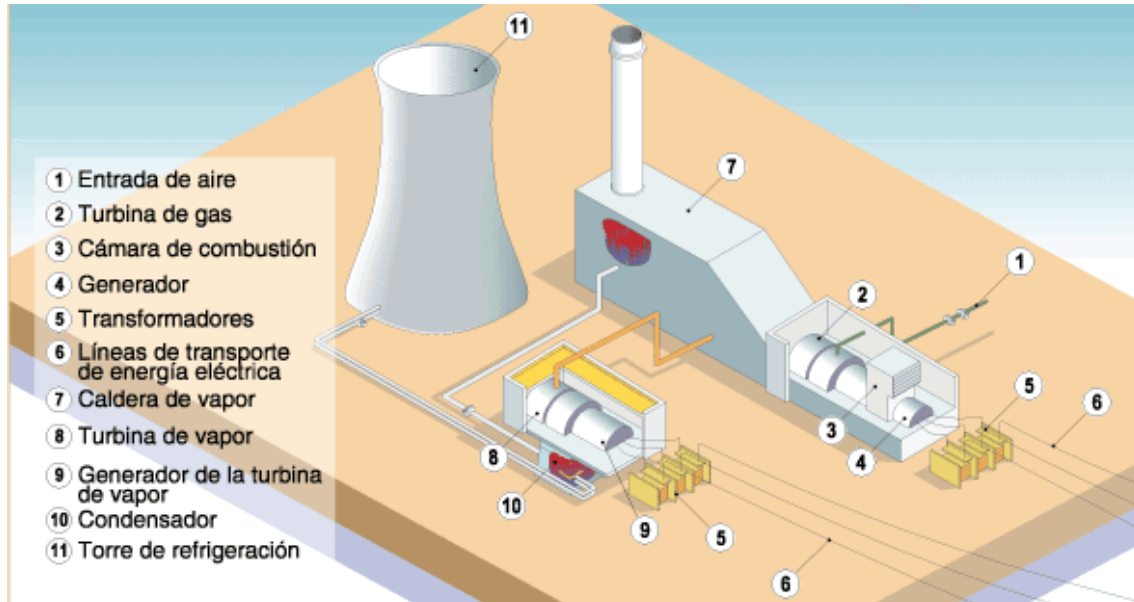


Figura 8-Esquema central de una central de ciclo combinado [1]

Es una instalación en la que se produce electricidad mediante dos ciclos termodinámicos, un ciclo *Brayton* correspondiente a la turbina de gas y un ciclo *Rankine* convencional agua/vapor.

El ciclo de gas consta de un compresor de aire, una cámara de combustión y la turbina de gas. El compresor comprime aire a alta presión para mezclarlo posteriormente con el gas en la cámara de combustión, dicho gas suele ser gas natural. En esta cámara se produce la combustión en unas condiciones de temperatura y presión óptimas para mejorar el rendimiento y evitar al máximo el impacto medioambiental.

A continuación, los gases de combustión se conducen hacia una turbina de gas (2) para su expansión. La energía que llega a los álabes hace girar el eje de la turbina, parte de esa potencia hace girar también al compresor (aproximadamente dos tercios) ya que el eje de la turbina y el del compresor son solidarios el resto de la energía sirve para hacer girar el generador eléctrico (4). El rendimiento de dicha turbina aumenta conforme la temperatura de gases de entrada aumenta, que alcanzan unos 1200 °C y salen a 600 °C, por tanto todavía se puede aprovechar la temperatura de esos gases de salida mediante una caldera de recuperación o de vapor (7).

La caldera de recuperación o HRSG (Heat Recovery Steam Generator) tiene los mismos componentes que una caldera convencional (economizador, evaporador etc...) y en ella los gases de escape de la turbina de gas transfieren su energía a un fluido, generalmente agua, que circula por el interior de los tubos para su transformación en vapor de agua.

A partir de ese momento se pasa por un ciclo convencional de vapor/agua. Por tanto este vapor se expande en una turbina de vapor (8), que acciona un generador para la producción de electricidad (9). Con el fin de disminuir las pérdidas por transporte, se utiliza un transformador para subir la tensión y bajar la intensidad de la corriente (5), posteriormente se envía a la red eléctrica (6).

El vapor saliente de la turbina de vapor pasa al condensador (10) para su licuación mediante agua más fría que proviene de un río o del mar. El agua de refrigeración se devuelve posteriormente a su origen (ciclo abierto) o se pasa por una torre de refrigeración (11) para su enfriamiento en caso de ser ciclo cerrado.

Este tipo de centrales son muy rápidas en cuanto a encendido se refiere frente a las demás tecnologías convencionales (carbón o nuclear), con lo que se suelen utilizar para cubrir demanda o faltas de potencia en un momento dado, por ello su carga o potencia extraída de ellas es muy variable a lo largo de un día o de un período de tiempo concreto. También suplen a las centrales de producción renovables, ya que son muy dependientes de las condiciones meteorológicas y no siempre se puede disponer de esa potencia [1].

3. Funcionamiento del sistema eléctrico de la Península Ibérica. MIBEL.

3.1 Introducción

Hasta 1997, el sistema eléctrico español era regulado por el Gobierno remunerando todos los costes de producción a las compañías eléctricas. Sin embargo, en ese año se decidió liberalizar el sector, dando lugar al mercado eléctrico español.

Actualmente está regulado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

En el sistema existen dos partes básicas para el correcto funcionamiento del sector, como son el Operador del Sistema y el Operador del Mercado, cuya función es técnica y económica respectivamente.

El Operador del Sistema es Red Eléctrica de España (REE), que hace función de transportista único de la electricidad. Se encarga del correcto funcionamiento del sistema así como garantizar en todo momento el suministro eléctrico.

Respecto al Operador de Mercado, se encarga gestionar las ofertas de venta de energía por parte de las compañías generadoras y la demanda que hay en una zona determinada, por tanto su competencia es hacer frente y cubrir esa demanda prevista en función de las energías ofertadas en ese momento. El Operador de Mercado era la Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad (OMEL). Sin embargo, en 2004 se decidió fusionar las Operaciones de Mercado portugués y el español, creando el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Se creó una nueva estructura, el Operador de Mercado Ibérico (OMI), que está compuesta a su vez por el Polo Portugués (OMIP) y por el Polo Español (OMIE), que tiene participaciones del 50% en el OMI. A partir de 2011 se concluyó que el Operador de Mercado tanto de Portugal como de España fuese el OMI.

3.2 Agentes del mercado

Generalmente los agentes son los siguientes [2]:

- Productores: Tienen la función de generar energía eléctrica además de explotar, operar y mantener las plantas de generación de potencia.
- Comercializadores: Su función es vender energía eléctrica a los consumidores o a otros sujetos del sistema.
- Consumidores: Compra la energía eléctrica para su consumo.

- Consumidores Directos de mercado: Adquieren energía eléctrica directamente del mercado de producción para su consumo.
- Gestores de cargas del sistema: Son consumidores que tienen competencias para revender la electricidad sobrante, como por ejemplo para vehículos eléctricos.

3.3 Mercado diario

Es el principal mercado de electricidad, el precio obtenido en este mercado, es el que se utiliza como referencia para las negociaciones posteriores en otros mercados. Aproximadamente se negocia el 71% de la energía total consumida en este mercado.

En él se realizan las casaciones horarias de oferta y demanda eléctrica para el día siguiente, es decir se estima la demanda y se reciben ofertas para cubrir la misma. Se pueden recibir ofertas hasta las 12h, hora en la que se produce la casación para el día siguiente.

Las ofertas suelen presentarse en hasta 25 partes y pueden ser simples o complejas, dependiendo si incluyen alguna condición especial en el momento de la casación.

La casación se determina mediante un proceso en el que, ordenadas las ofertas de venta de menor a mayor y las de compra de mayor a menor precio, el precio de la energía es el precio de la última oferta casada como se puede ver en la *Figura 9*, (el punto de corte entre ambas gráficas es el precio final de la energía). Esto implica que toda la electricidad se compra a ese precio, independientemente del precio previo en el que se habían ofertado.

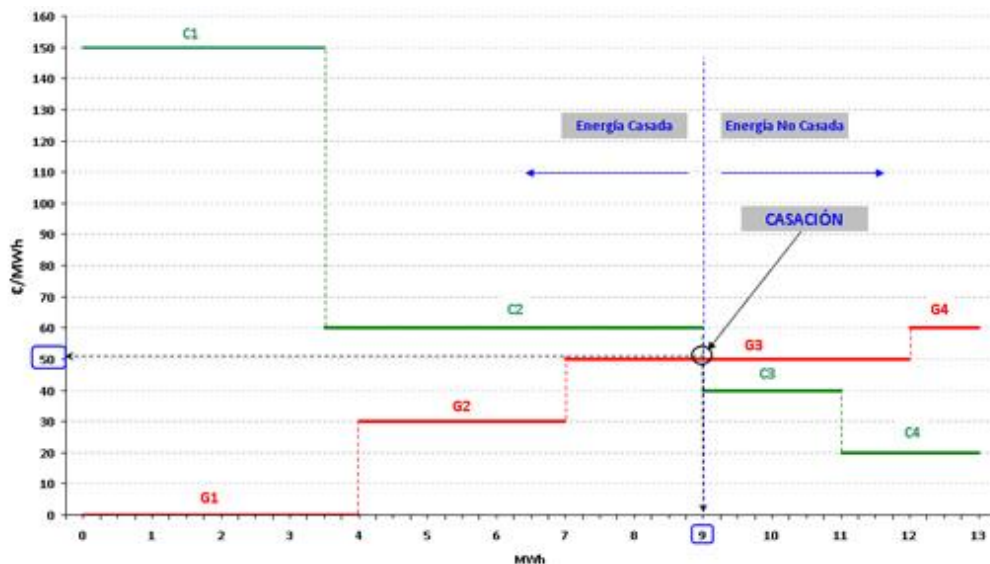


Figura 9-Curvas agregadas de oferta y demanda [3]

Las ofertas que entran en casación se las denomina *in the money*. La última oferta que entra, que determina el precio, se denomina *at the money*. Las ofertas fuera de casación reciben el nombre de *out of the money* [2], [4].

3.4 Mercado intradiario

El funcionamiento de dicho mercado es semejante al del mercado diario. Es un mercado marginalista que impone el precio de todas las unidades al precio de la última oferta casada, igual que el mercado diario.

Este mercado se utiliza para realizar ajustes en la compra-venta de electricidad, es decir, se podrá volver a comprar y vender electricidad durante unas horas antes del tiempo real de consumición de esa energía con el objetivo de ajustarse mejor a las nuevas mejores previsiones. Constituye un 16% de la energía consumida.

A lo largo de un día existen seis sesiones en la que se negocia la electricidad del resto de día.

SESIÓN	1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a	6 ^a
Hora apertura	17:00h	21:00h	01:00h	04:00h	08:00h	12:00h
Hora cierre	18:45h	21:45h	01:45h	04:45h	08:45h	12:25h
Hora casación	19:30h	22:30h	02:30h	05:30h	09:30h	13:30h
Horizonte de programación	27 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
Periodos horarios	22:00h- 24:00h	01:00h- 24:00h	05:00h- 24:00h	08:00h- 24:00h	12:00h- 24:00h	16:00h- 24:00h

Tabla 1-Horarios de las sesiones del mercado intradiario [2]

El mercado intradiario no es de participación obligatoria. Pueden presentar ofertas de venta todos los agentes que hubieran o no participado en el mercado diario.

Las ofertas pueden estar divididas en hasta cinco partes, pudiéndose ser con condiciones simples o complejas como gradientes de carga, ingresos mínimos de venta y pago máximo por la electricidad, mínimo número de horas para aceptar ofertas de venta o energía máxima.

Posteriormente cada una de las sesiones del mercado intradiario se refleja en el Programa Horario Final (PHF) para cada una de ellas. Dicho programa es el resultado de la programación que establece el Operador del Sistema correspondientes a compras y ventas del sistema eléctrico peninsular como resultado de todas las transacciones agregadas del Programa Viable Definitivo (PVD) y del mercado intradiario, una vez resueltas las restricciones técnicas si las hubiera [2], [4].

3.5 Restricciones del mercado

El Mercado trata de establecer el mejor resultado en términos económicos, pero no siempre es posible debido a impedimentos técnicos. Se pueden dar sobrecargas o tensiones que impidan garantizar los criterios de seguridad.

Aunque sea más barato producir en una central determinada, si la red de transporte no tiene suficiente capacidad de transporte, se modifica la energía producida por esa central y se asigna esa energía a otra en la que si sea posible el transporte.

Para evitar estos problemas puede variarse tanto la generación como la demanda, aunque por garantías de suministro sólo se modifica la generación.

Se darán restricciones en la red cuando aparezcan los siguientes casos:

- Sobrecargas de la red.
- Bajas tensiones en la red.
- Falta de potencia producida.

3.5.1 Sobrecargas en la red

Se produce debido a que hay un exceso de potencia producida, con lo que puede llevar a grandes daños en la instalación y equipos de control de operación. Se debe solucionar reduciendo la generación de electricidad en esa zona.

3.5.2 Bajas tensiones en la red

Si se producen bajas tensiones hay un déficit de producción de potencia, con lo que se debe incrementar la generación electricidad o se introducirá un acoplamiento/transformador nuevo con el fin de reestablecer la tensión nominal (220V-230V).

3.5.3 Falta de potencia producida

Para la falta de reserva de potencia producida se acoplarán equipos térmicos adicionales programados a su mínimo de producción, por si hiciese falta una aportación de potencia a la red. Se programan a mínima potencia, ya que el arranque de dichos equipos suele ser lento y si hiciese falta su utilización, se requiere que estén preparados para su utilización.

El análisis de estas restricciones se realiza en dos fases:

- Fase I: Modificaciones en el programa. Se denominan Unidades de Programación Obligada, por garantía de suministro o para mantener un perfil de tensiones adecuado debido a la insuficiencia de la red.
- Fase II: Reequilibrio de generación-demanda. Se ajusta mediante criterios económicos.

Las unidades afectadas en la fase I que deban reducir la energía programada en el mercado diario, deben devolver los ingresos por esa energía no casada, al precio de casación. Sin embargo las unidades que entran al mercado en la fase II, se les remunera esa energía al precio ofertado en el mercado de restricciones.

En dicho mercado, las unidades de la fase II que ofertan energía se ofrecen a un precio mayor que el de casación del mercado diario, debido a que no interesaría económicamente la casación.

Una vez finalizada la fase II se crea la programación definitiva, Programa Diario Viable Definitivo (PDVD), publicado a las 16:00h. Suele suponer una diferencia del 4%-5% sobre el mercado diario.

3.6 Mercado secundario

El mercado secundario está destinado a corregir de forma automática las irregularidades en la frecuencia del sistema así como los intercambios de energía en la frontera con Francia, la regularización se realiza por zonas. En cada zona sólo algunos grupos pueden modificar la generación para poder variar la frecuencia. Aproximadamente las variaciones de frecuencia suelen ser entre 100 mHz-200 mHz.

La elección de estos grupos variadores de la frecuencia se gestiona mediante el mercado de banda, en el que se pueden ofertar voluntariamente los grupos habilitados por el Operador del Sistema hasta las 17:45h [5].

3.7 Mercado terciario

Se utiliza cuando el mercado secundario es insuficiente para regular los desvíos. Inyecta o atenúa la energía del sistema rápidamente para subir o bajar potencia, que puede aportarse antes de pasados 15 minutos de la incidencia y mantenerse hasta 2 horas.

Se retribuye de forma marginalista dependiendo de las necesidades de cada hora. El sobre coste de dicha energía es asociado a los agentes que la necesiten [5].

3.8 Mercado de desvíos

Tras cada sesión del mercado intradiario y antes del Programa Horario de Funcionamiento, el Operador del Sistema puede convocar subastas para cubrir desvíos hasta el inicio de la siguiente sesión.

Las necesidades son publicadas y se dispone de 30 minutos para presentar ofertas para cubrirlas. La asignación es conocida 15 minutos antes del inicio del periodo solicitado [5].

3.9 Producción en régimen especial

El Régimen Especial de Producción se halla regulado por el Real Decreto 661/2007 [6], en el que se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que operen con una posición de mercado libre, excepto en el caso de Centrales de Cogeneración superiores a 1MW y fotovoltaica no superior a 50MW, que sólo pueden vender en el mercado regulado a tarifa, ya que es necesario incentivar la energía producida de forma limpia, compensando y teniendo en cuenta sus altos costes. Debido a ello la Producción en Régimen Especial se puede acoger a dos opciones:

- Opción A (Mercado): Donde la remuneración obtenida será el precio de mercado más un prima por producción limpia.
- Opción B (Tarifa): Independientemente del precio del mercado diario, se cobrará en función de su tecnología. Se les aplica una tarifa especial a la producción de dichas centrales.

A continuación se mostrará un esquema de este tipo de producción:

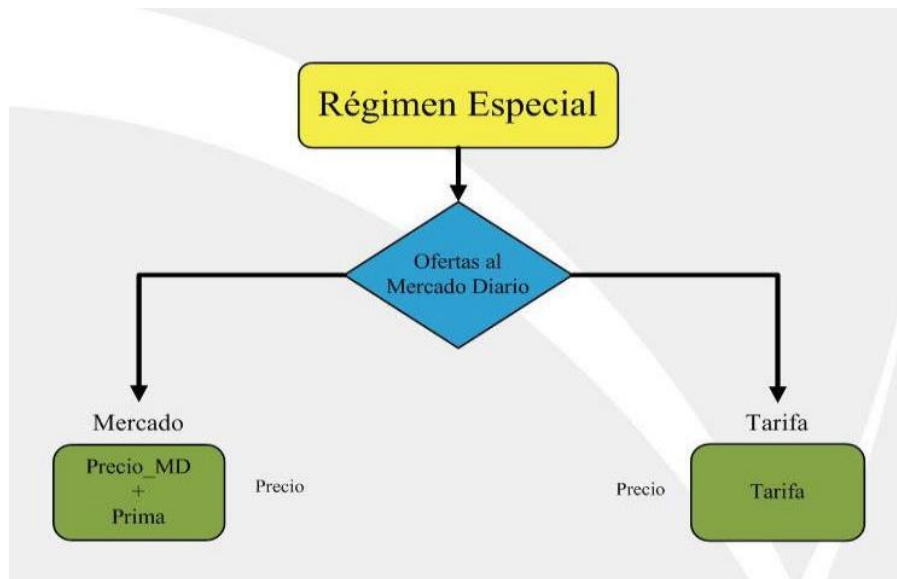


Figura 10-Mercado en Régimen Especial

Actualmente, el exceso de capacidad instalada y el continuo crecimiento de las instalaciones renovables están produciendo problemas ya que el sistema no es capaz de asumir toda la producción de dichas centrales de producción de energía renovable. Otro fenómeno a tener muy en cuenta es la actual crisis económica, los sucesivos Gobiernos han ido reduciendo primas e incentivos por la producción de esta electricidad, lo ha producido un gran sobrecoste y una falta de rentabilidad de dichas plantas de potencia frente a las plantas convencionales.

3.10 Derechos de emisión de CO₂

El uso de los derechos de emisión de CO₂ asignados a las instalaciones de electricidad implica una elección entre dos alternativas [7]:

- Utilizarlo para generar electricidad y evitar una penalización económica.
- Venderlo en el mercado de los derechos de emisión.

La diferencia entre ambas alternativas implica que la decisión de generar electricidad y utilizar el derecho para ello, tendrá un coste para la empresa de generación, pues renuncia al ingreso que obtendría si vendiese el derecho en el mercado de emisión. Esta renuncia es independiente de que el derecho de emisión se haya asignado de forma gratuita o no.

A continuación en la figura 11 se muestran las dos alternativas respecto a los derechos de emisión:

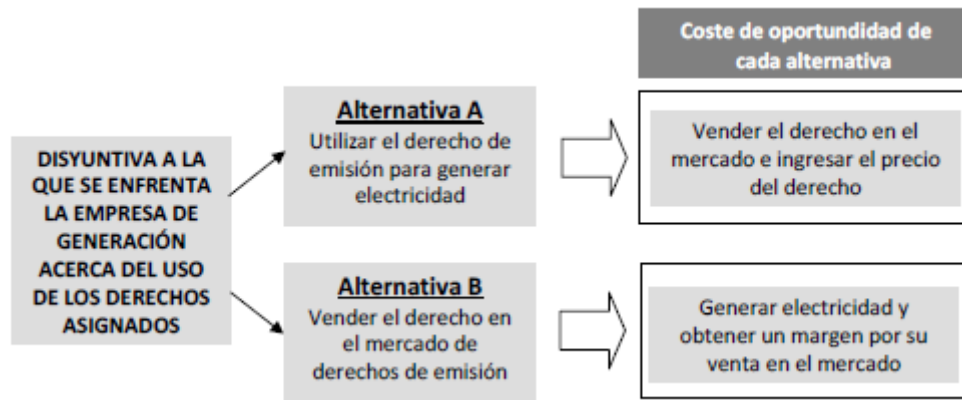


Figura 11-Alternativas de los derechos de emisión [7]

Al decidir entre una de las dos posibilidades, las empresas generadoras tienen en cuenta una serie variables como la rentabilidad económica que les supone elegir una opción u otra. Por norma general una empresa elegirá en función de las ganancias que se obtengan o la que le produzca menos pérdidas dependiendo de la situación de cada una de ellas.

Sin embargo, la decisión de una de estas dos alternativas, afecta mucho al precio que el consumidor paga por la electricidad, ya que es un coste de generación adicional al coste del combustible, los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones.

Al incrementar el coste de la generación, el coste de los derechos de emisión tiene mucha influencia a la hora de construir ofertas de compra/venta de energía. El impacto de los derechos de emisión será mayor cuando la central generadora en cuestión sea más contaminante, es decir, las de producción de carbón. Por lo tanto se producen variaciones en la curva de mercado como se muestra a continuación:

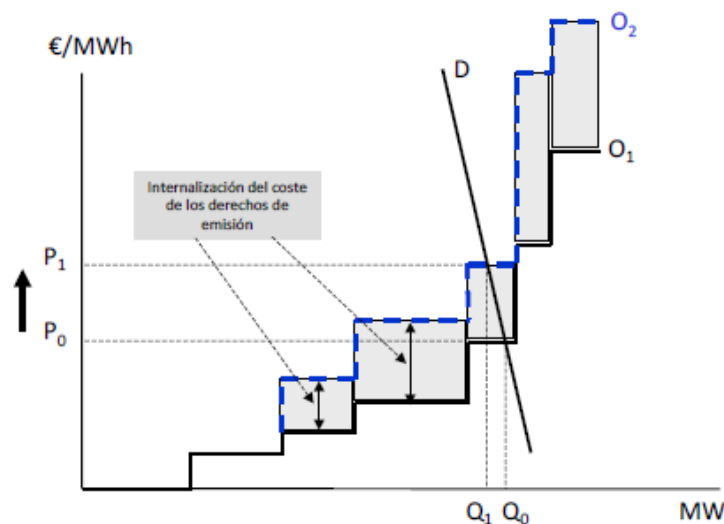


Figura 12-Variación de la curva de mercado [7]

Como se puede observar, el precio de la electricidad sube de P_0 a P_1 según los costes de los derechos de emisión, siendo O_1 la oferta sin derechos de emisión, y O_2 con derechos de emisión aplicados, repercutiendo así en el consumidor final.

3.11 Evolución histórica de la potencia instalada en España

En la siguiente figura se puede ver cómo ha ido evolucionando la implantación de nuevas centrales de generación de electricidad en los últimos años:

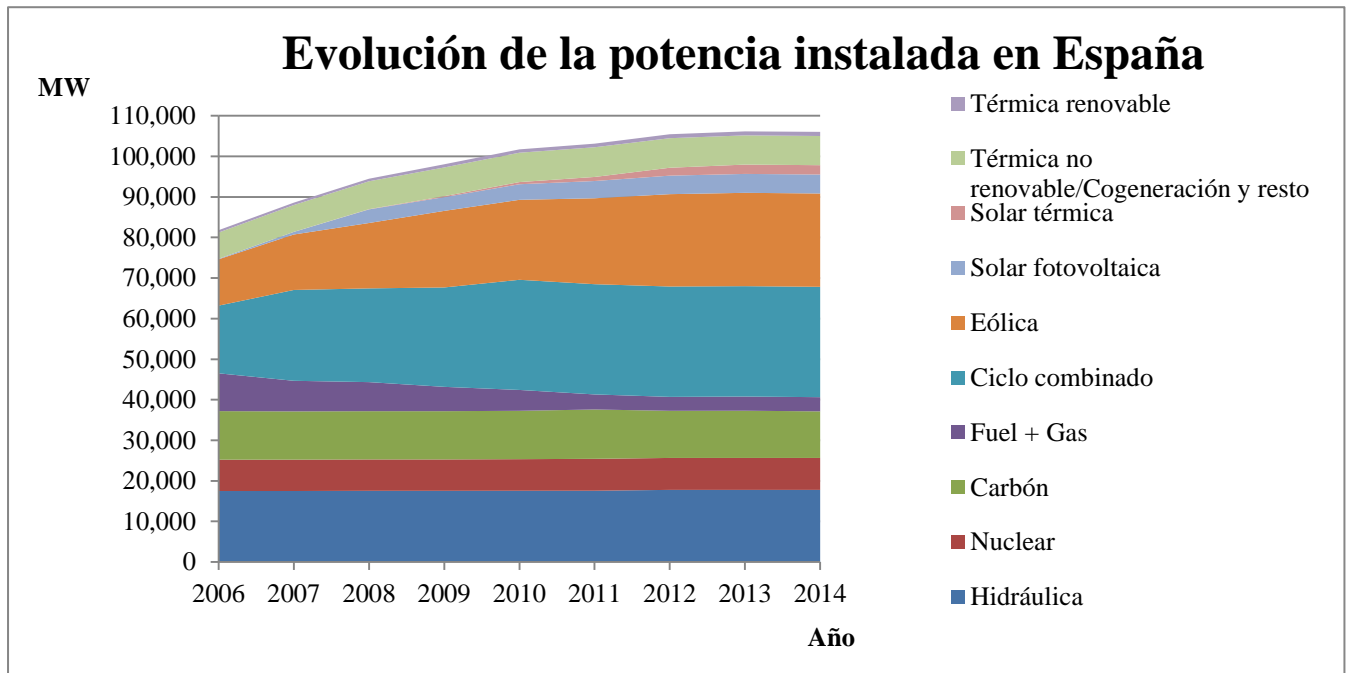


Figura 13-Evolución de las tecnologías en España

Actualmente en España se dispone de aproximadamente 108 GW de potencia eléctrica para producir, sin embargo no se puede introducir toda la potencia disponible a la vez ya que no hay tanta demanda y en el caso de las energías renovables, dependen de las condiciones atmosféricas.

Se puede ver que las energías que más han incrementado su potencia son la eólica y el ciclo combinado, que generalmente se alternan según si hay viento disponible o no ese día. Por otro lado, las energías más tradicionales como son la nuclear, hidráulica y carbón se han mantenido constantes a lo largo de los últimos años. Por último se puede apreciar un descenso considerable de la tecnología Fuel+Gas, la cual tiende a desaparecer en los próximos años.

La tecnología que más aportó en 2014 fue la eólica con un 26,5%, seguida de la hidráulica con un 23,4%. En definitiva aproximadamente un 55% de la energía eléctrica de España proviene de fuentes renovables.

A continuación se mostrará un gráfico en el que se detallará la potencia instalada individualizada para cada tecnología y su evolución a lo largo del tiempo:

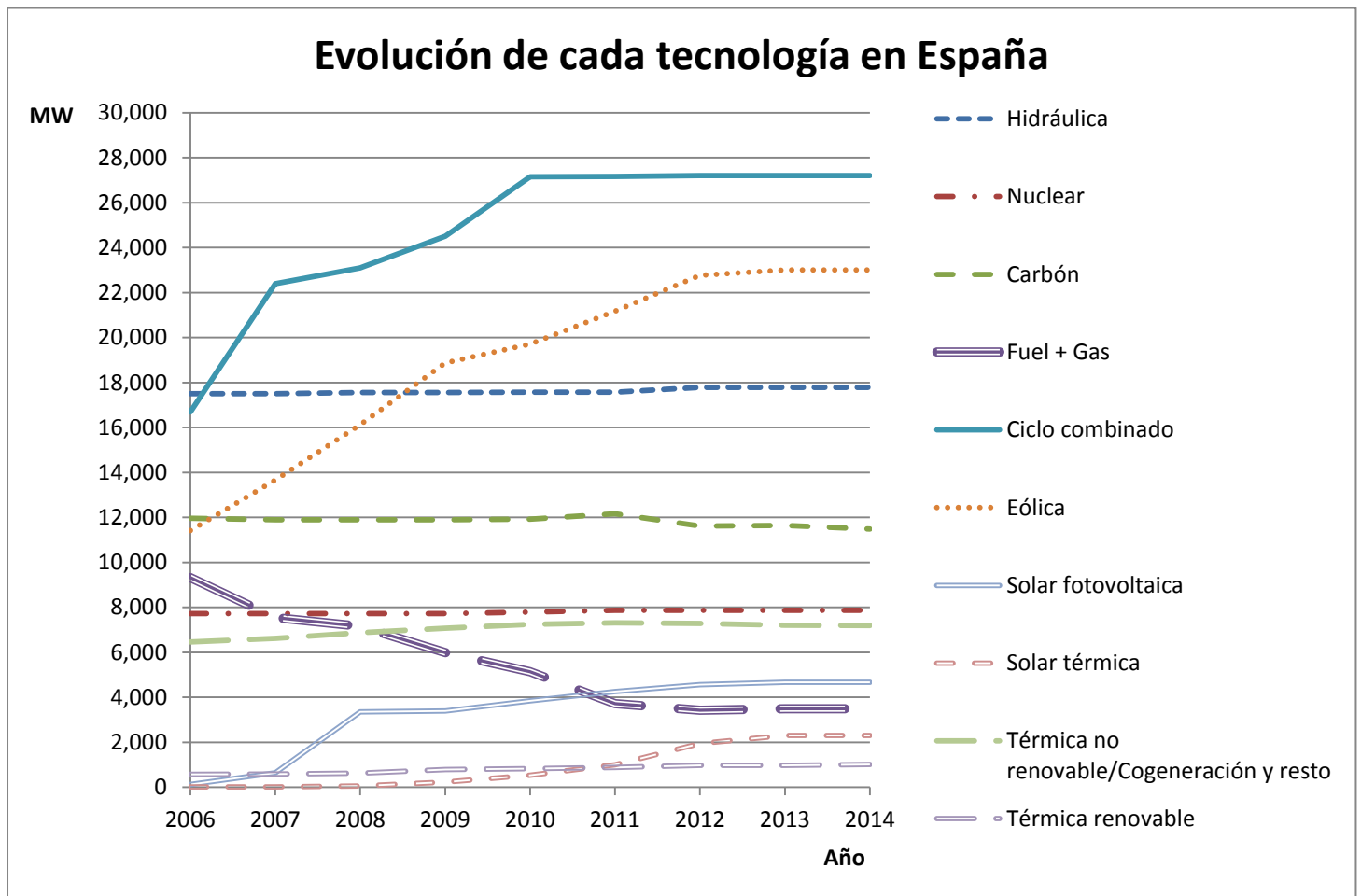


Figura 14-Evolución de las tecnologías en España

4. E-SIOS

4.1 Introducción

Red Eléctrica en su condición de Operador de Sistema, tiene que hacer públicos los resultados de los mercados, garantizando el secreto de información confidencial de los diferentes agentes de mercado.

Para que dicha información adquiriera un carácter público, se ha de presentar según ciertos criterios mostrados a continuación:

- Para el día D+1: información de energías y precios medios ponderados totales.
- Con una confidencialidad de tres días: energías y precios medios agrupados por tecnologías.
- Con una confidencialidad de tres meses: información agregada por unidad de precios, resultados y ofertas en los diferentes mercados.

Red Eléctrica publica sus resultados en formato Excel .xml a través de su página web.

El Sistema de información del Operador ha sido desarrollado por Red Eléctrica de España para facilitar la comunicación entre los diferentes agentes de mercado respecto a compras/ventas y publicación de resultados.

A través de la página web (<http://www.esios.ree.es/web-publica/>), los diferentes agentes pueden enviar ofertas, visualización de resultados u obtener información sobre las diferentes sesiones de los mercados gestionados por el Operador del Sistema.

Como responsable del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España, debe garantizar el suministro, la seguridad y el correcto transporte de la electricidad. Es por ello que realizan una serie de procesos a partir de la casación del mercado, hasta la definición de cada una de las programaciones horarias y asignación de servicios complementarios que permiten un funcionamiento seguro y económico del sistema en tiempo real.

Estos procesos constituyen los mercados de operación con la finalidad de adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridos en cada momento por la red [5].

4.2 Acciones de E-SIOS

El Sistema de información de Red Eléctrica de España es capaz de realizar las siguientes acciones:

- Intercambiar información con el Operador de Mercado respecto al mercado Diario y el mercado Intradiario.
- Comunicarse con los agentes del mercado, que acuden al mercado eléctrico para realizar la compra/venta de energía y notificarles a continuación la aceptación o rechazo de dichas ofertas.
- Comunicarse con los técnicos de Red Eléctrica para realizar ajustes respecto a las alteraciones técnicas o situaciones excepcionales de la red de transporte, asignación de Servicios Complementarios, etc... que dan lugar a la definición de cada uno de los programas horarios.
- Interactuar con los Operadores de Sistema de los países vecinos para evaluar la capacidad técnica de las líneas de interconexión, la energía intercambiada entre ambos países y gestiona las restricciones de la red.
- Publicar los resultados de los distintos mercados, así como sus programaciones horarias.
- Almacenar todos los datos en una base de datos histórica.

4.3 Características de E-SIOS

Red Eléctrica ofrece toda la información de los mercados, con lo que la convierte en una fuente básica para el estudio de dicho mercado.

La principal información que se encuentra en la página web mencionada anteriormente es:

- Programa Agregado Resultante, contiene el programa total agregado, por hora, resultante del programa diario base de funcionamiento.
- Solución de restricciones técnicas, que contiene todas las desviaciones de energía realizadas en el mercado diario como solución de dichas restricciones.
- Asignación del mercado secundario que contiene toda la información de compra /venta del mercado secundario.
- Mercado de desvíos que contiene el total agregado de las ofertas asignadas en el mercado desvíos.
- Programa Desagregado (P48), contiene la información de la producción de potencia casada por cada central y por día.
- Unidad de Programación (I90DIA), que contiene la desclasificación de la información confidencial comunicada en su día a cada uno de los agentes sobre las unidades de su propiedad.
- Información agregada diaria por tecnología (I3DIA), que contiene los resultados de los mercados o procesos de operación, agregados por tipo de tecnología, o por tipo de agente cuando se trate de interconexiones.

5. Centrales De Ciclo Combinado

5.1 Introducción

Las centrales de ciclo combinado poseen multitud de variantes respecto a la configuración de sus componentes de refiere, por lo que es difícil caracterizarlas con un esquema. Sin embargo, el esquema básico para este tipo consta de una turbina de gas, una caldera de recuperación de calor y un ciclo de vapor. El ciclo de vapor puede llegar a ser muy sofisticado aunque como mínimo debe tener un nivel de presión. A continuación se muestra un esquema general del ciclo combinado:

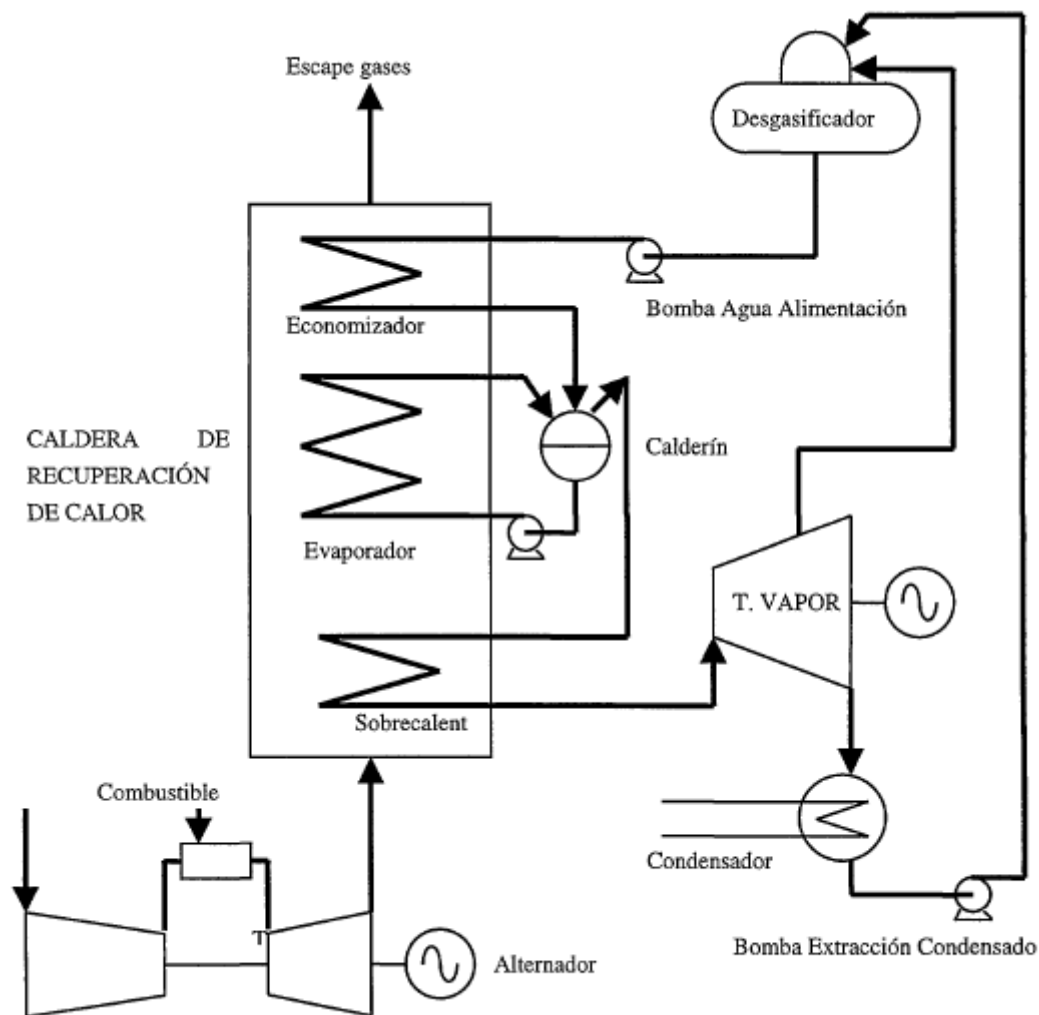


Figura 15-Esquema de un ciclo combinado de un nivel de presión [8]

Como se puede apreciar, el ciclo combinado consta de tres partes claramente diferenciadas:

- Ciclo de vapor o *Brayton*.
- Caldera recuperadora de calor o HRSG (Heat Recovery Steam Generator).
- Ciclo de vapor o *Rankine*.

El aire es comprimido en el compresor y posteriormente se combustiona en una cámara de combustión, cuyo combustible suele ser gas natural. Los gases producto de la combustión son expansionados en la turbina de gas hasta una presión un poco superior a la atmosférica para facilitar la salida de los gases. En dicha expansión se genera suficiente potencia como para mover el compresor, que está unido solidariamente al eje de la turbina. De este modo se obtiene la potencia eléctrica a través del giro de la turbina de gas.

Los gases de escape de la turbina de gas, que están todavía calientes se llevan a una caldera de recuperación de calor donde se enfrían y transmiten su energía al circuito de vapor mediante intercambiadores de calor como son el economizador, evaporador y sobrecalentador. Esto provoca que se evapore el agua que circula por dentro de los tubos. El vapor producido en la caldera recuperadora seguirá un ciclo *Rankine* cuyo objetivo es mover una turbina de vapor acoplada a otro generador eléctrico para la producción de potencia [9], [10].

Los principales objetivos que se persiguen con el desarrollo de las centrales de ciclo combinado son los siguientes:

- Disminuir el consumo de combustibles no renovables, como el petróleo, gas natural o carbón, ya que al aumentar la eficiencia será necesaria una menor cantidad de combustible para alcanzar la potencia deseada.
- Reducir costes mediante la reducción del combustible anteriormente nombrado. Cuanto mayor sea el grado de eficiencia menor será el gasto de combustible y el ahorro será mucho mayor, sin embargo los costes aumentan con el grado de desarrollo de la tecnología con lo que será muy importante encontrar un equilibrio entre eficiencia y costes.
- Reducción de gases contaminantes ya que se reduce el consumo de combustible. Además la emisión de gases está penalizada desde el punto de vista económico, por lo que la reducción de emisiones tiene un efecto tanto medioambiental como económico.

5.2 Ciclo de gas o ciclo *Brayton*

El ciclo de gas más simple está formado por un compresor, una cámara de combustión y una turbina de gas cuyo eje gira solidario al eje del compresor. Una turbina de gas es una máquina capaz de generar potencia mecánica a partir de la mezcla de combustible y aire en unas determinadas condiciones de presión. Actualmente las

turbinas de gas tienen un gran rango de aplicaciones entre los que están la propulsión y la generación de energía eléctrica.

El esquema más básico de un ciclo de gas se muestra a continuación:

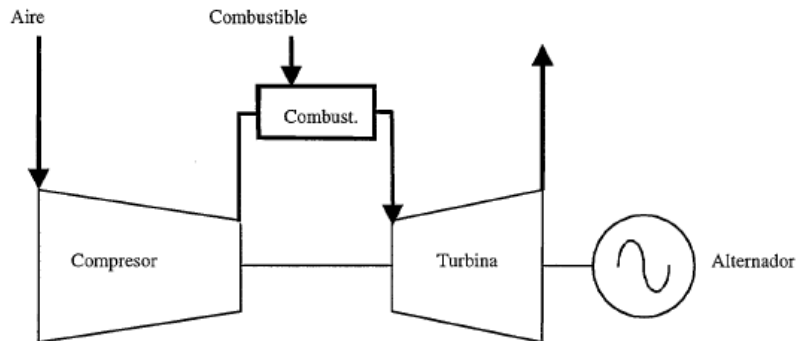


Figura 16-Ciclo de gas o Brayton de eje simple [8]

Como norma general, el compresor suele ser de tipo axial o centrífugo con varios escalonamientos en función de la relación de compresión. La turbina también es de tipo axial y suele tener un número de escalonamientos menor al del compresor. Esto se debe a que una corriente de expansión se puede deflecar en gran cantidad con una relación de expansión cualquiera, lo que permite obtener potencias altas con bajos niveles de escalonamiento. Con el compresor no ocurre lo mismo ya que la corriente se puede desprender.

El proceso que sigue el ciclo de gas es el siguiente:

- El compresor comprime un determinado gasto másico de aire desde las condiciones atmosféricas hasta una relación de compresión adecuada, cuyos valores típicos son de 10 a 18. En cuanto a gasto másico de aire, puede variar en función de la aplicación y de la potencia que se necesite extraer.
- El aire llega a la cámara de combustión, donde es mezclado con el combustible (generalmente gas natural) y se produce una combustión isobara, excepto por las posibles pérdidas de carga.
- Los gases resultantes de la combustión pueden alcanzar temperaturas de hasta 1500 °C, se expanden en la turbina de gas hasta una presión ligeramente superior a la atmosférica para ayuda a salir a los gases. La temperatura de salida de los gases es aproximadamente 600 °C.

Representando el ciclo en un diagrama T-s queda como se muestra a continuación:

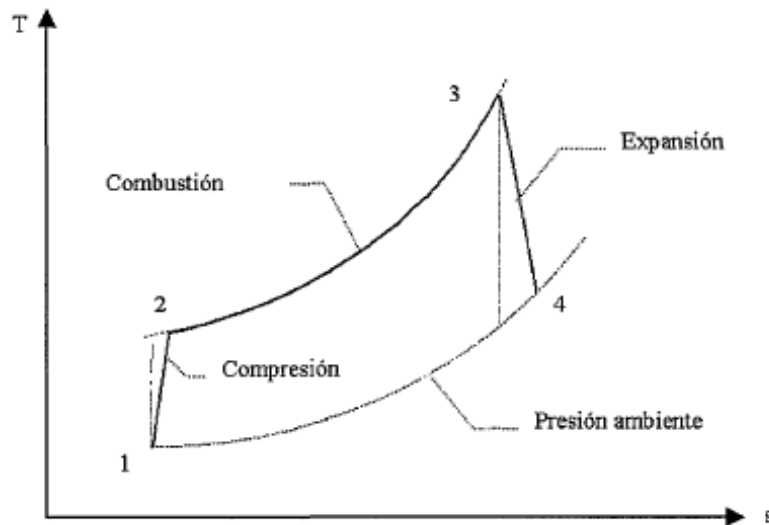


Figura 17-Ciclo termodinámico del ciclo de gas simple [8]

Como se puede ver no es posible hablar de un ciclo cerrado, ya que los gases que salen de la turbina de gas no pueden volver a ser combustiónados y no se pueden recircular.

Sin embargo existe otro tipo de configuración llamada Ciclo de Gas Regenerativo. Este consiste en aprovechar el calor que llevan los gases de escape a la turbina. Para ello se dispone de un intercambiador de calor que cede el calor de estos gases a la corriente procedente del compresor. De este modo se mejora el rendimiento del ciclo. Pero esta configuración carece de interés en ciclos combinados, porque precisamente lo que se busca es aprovechar los gases calientes de la salida de la turbina de gas [9].

El esquema de esta configuración es el siguiente:

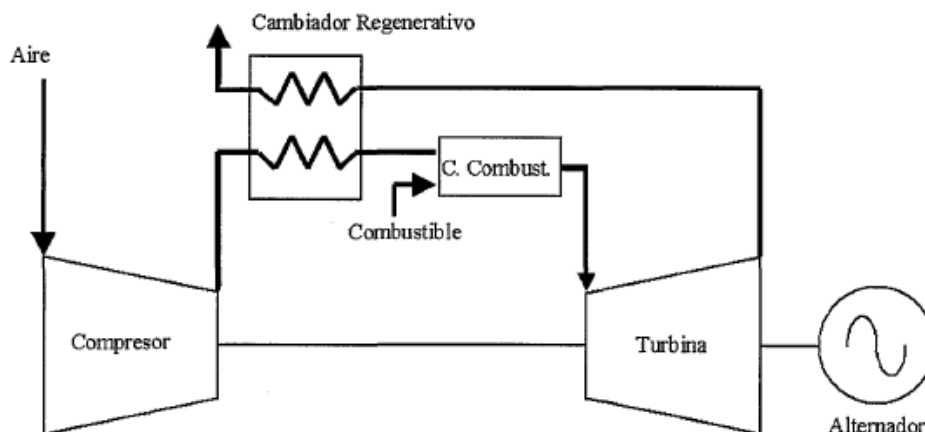


Figura 18-Esquema de ciclo de gas regenerativo [8]

Esta configuración es muy típica en aplicaciones de automoción y propulsión que para producción de energía.

Este ciclo tiene la ventaja de aumentar notablemente el rendimiento respecto al ciclo simple puesto que los gases se calientan antes de la cámara de combustión, con lo que el aporte de combustible se reduce considerablemente. Sin embargo el montaje es mucho más complejo.

El ciclo termodinámico es el siguiente:

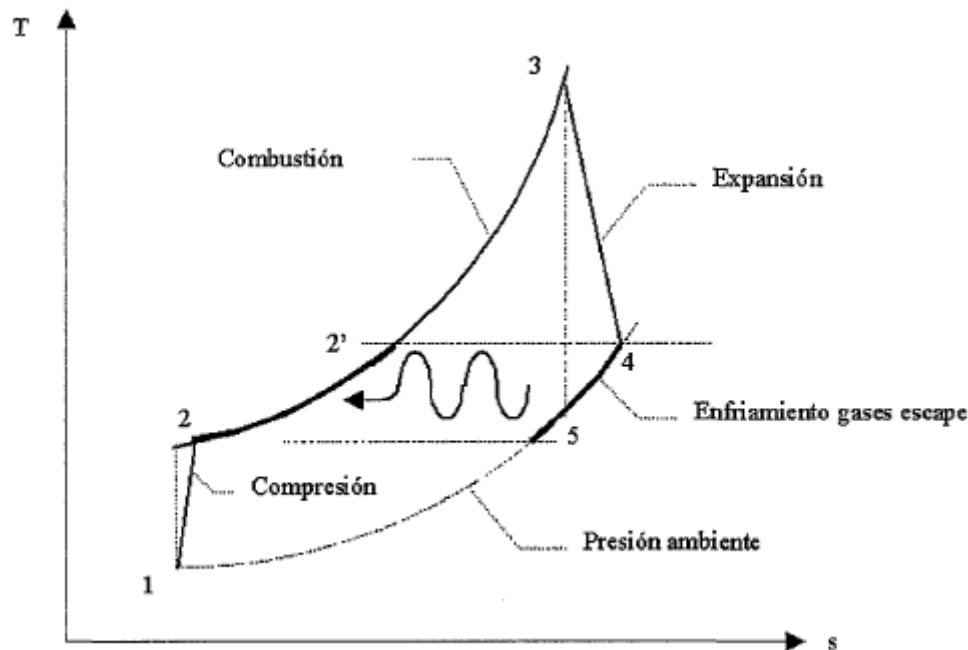


Figura 19-Ciclo termodinámico del ciclo de gas regenerativo [8]

5.3 Caldera de recuperación de calor o HRSG

La caldera de recuperación es el componente que une los dos ciclos que se integran en el ciclo combinado. Su papel es fundamental para el correcto funcionamiento del ciclo global. El rendimiento global del ciclo también está muy determinado por la capacidad de ceder calor que tenga este componente.

La caldera de recuperación para ciclos combinados es de tipo convectivo, es decir, el mecanismo de transferencia de calor es la convección. Esta es una característica diferenciadora frente a las calderas convencionales de carbón, en las que el principal mecanismo de transferencia de calor es la radiación.

En las calderas convencionales la temperatura puede llegar hasta los 2000 °C, temperaturas a las cuales el intercambiador por radiación es muy importante. Sin embargo las calderas de tipo convectivo llegan hasta 600 °C. Estas diferencias provocan que los intercambiadores de calor que hay dentro de ellas sean muy diferentes [9].

No obstante, no puede obviarse que en algunas configuraciones de ciclos combinados se usa una postcombustión para estabilizar las condiciones del ciclo de vapor. El vapor debe ser acondicionado porque a bajos grados de carga de la turbina de

gas, la temperatura de sus gases de escape no es suficiente y no se puede obtener vapor sobrecalentado en el ciclo de vapor. La postcombustión es posible gracias a que existe un exceso de aire en la turbina de gas. Aun así, no es muy frecuente su uso ya que el rendimiento global del ciclo disminuye considerablemente.

La caldera de recuperación consta principalmente de los siguientes elementos:

- Economizador.
- Evaporador.
- Calderín.
- Sobrecalentador.

Los elementos se predisponen del siguiente modo:

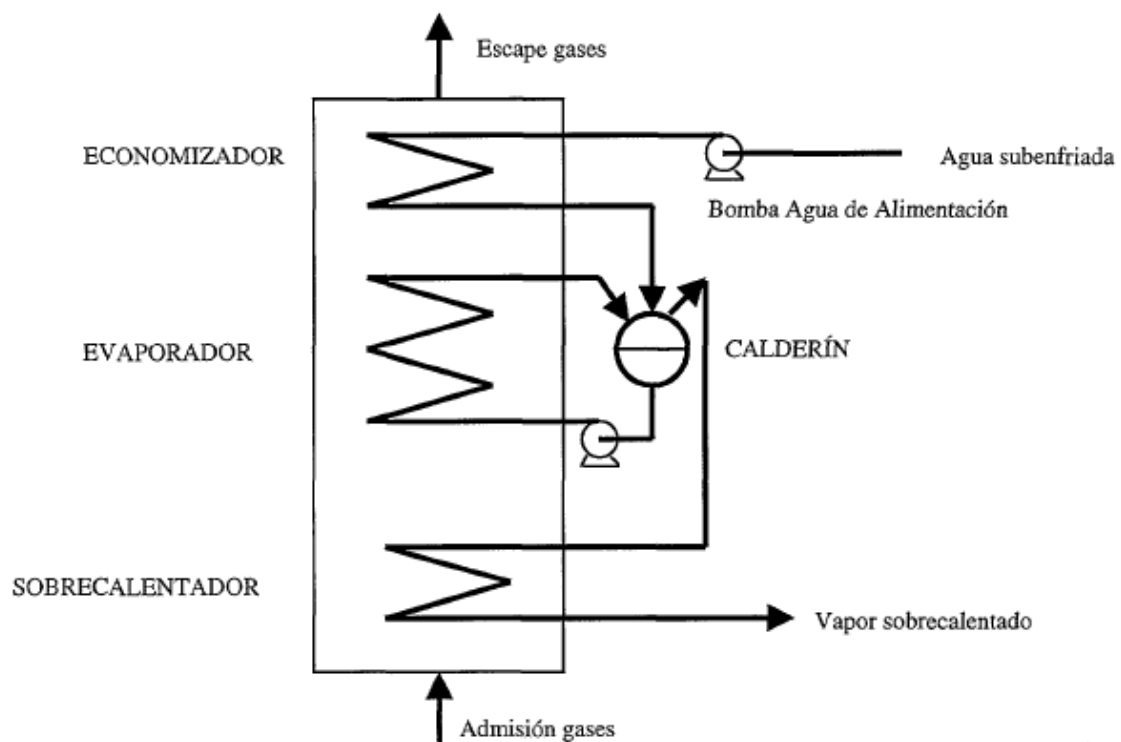


Figura 20-Caldera de recuperación de calor [8]

El esquema representado corresponde a una caldera recuperadora con un solo nivel de presión para el vapor.

Como se puede ver en este esquema, la caldera de recuperación es un intercambiador de flujos en contracorriente. El agua subenfriada entra por la zona de escape de humos de la caldera, de modo que éstos puedan enfriarse lo máximo posible. El elemento donde se extrae el calor residual de los humos es el economizador y se llama así porque trata de economizar al máximo la corriente de gases.

En el economizador se eleva la temperatura del agua hasta prácticamente la temperatura de saturación correspondiente a la presión de trabajo. Existe un margen de

seguridad respecto a la temperatura que es capaz de suministrar este elemento, ya que no interesa que exista evaporación en el mismo. Este margen de seguridad se debe a que a cargas parciales de la turbina de gas puede producirse evaporación en los tubos formando tapones y pudiendo provocar la fusión de los mismos. A la diferencia entre la temperatura de saturación y la temperatura que sale el agua del economizador se la llama comúnmente como “Approach-Point”.

El agua casi en esa de saturación pasa al calderín que es un depósito cilíndrico en donde se produce una separación de fases líquida y gaseosa. La fase líquida se hace recircular a través del evaporador por medio de una bomba de recirculación. En algunas calderas se produce una circulación natural, aunque esto es más frecuente de calderas convencionales.

En el evaporador se produce la evaporación del agua y la mezcla bifásica resultante se vuelve a llevar al calderín. El vapor resultante, que ha sido separado en el calderín, circula a través del sobrecalentador donde se acondiciona hasta una temperatura aceptable para la turbina de vapor.

El sobrecalentador se ha de disponer justo a la entrada de la caldera, puesto que es la zona de máxima temperatura de los gases provenientes de la turbina de gas.

El diagrama de temperaturas resultante es el siguiente:

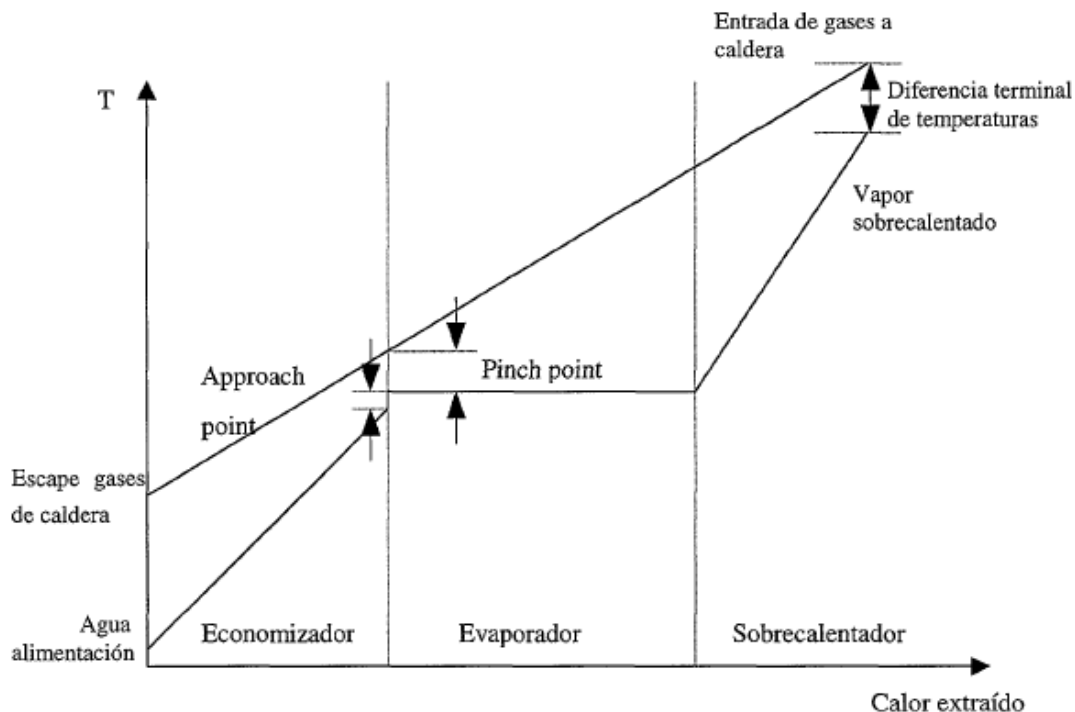


Figura 21-Evolución de las temperaturas en el HRSG [8]

En primer lugar puede verse una zona plana en el diagrama de temperaturas correspondiente al agua. Esta zona es plana debido a que es un cambio de fase, por tanto

todo el calor absorbido se emplea en evaporarse en vez de subir su temperatura. Cuanto mayor sea la presión, mayor será la temperatura de saturación y dicha zona estará más arriba en el diagrama. Por otro lado al aumentar la presión también disminuye el calor latente de evaporación por lo que la zona plana se estrecharía.

En el diagrama se señalan además tres diferencias de temperaturas diferenciadoras:

- Approach Point: Es un margen de seguridad para evitar que en el economizador se produzca evaporación del agua. Tampoco puede ser muy grande este salto de temperaturas para evitar una gran diferencia de temperaturas en el calderín.
- Pinch Point: Es el incremento de temperaturas más baja que existe entre los gases de escape y el agua del evaporador. Ese parámetro es de vital importancia ya que cuanto menor sea la diferencia de estas temperaturas, mayor es la cantidad de vapor generado, pero también es mayor la cantidad de área del intercambiador de calor, y con ello los costes.
- Diferencia terminal entre temperaturas: Se define como la diferencia de temperaturas entre los gases de escape de la turbina de gas y la temperatura de vapor sobrecalentado. Es también un parámetro de diseño ya que los fabricantes de turbinas de vapor limitan la temperatura del vapor sobrecalentado.

5.4 Ciclo de vapor o ciclo *Rankine*

Este ciclo consta principalmente de los siguientes componentes:

- La turbina de vapor.
- Condensador.
- Bombas.
- Desgasificador.

El componente más básico e importante del ciclo es la turbina de vapor, ya que es la encargada de producir potencia. Puede estar compuesta por una serie de etapas en las que se expande el vapor previamente sobrecalentado para obtener energía eléctrica, suele ser de tipo axial. El vapor hay que expandirlo hasta la presión fija da en el condensador, que es menor que la presión ambiente para que el agua condense más fácilmente.

La turbina de vapor debe girar a un régimen determinado para que se pueda conseguir la electricidad a 50 Hz, que es la frecuencia de la red en España.

Se debe tener en cuenta que dichas turbinas no tienen por qué trabajar a carga completa, es decir, pueden trabajar a carga parcial. Cuando trabaja de este modo, la temperatura de los gases de escape es sustancialmente menor, con lo que puede aumentar la humedad en el escape. Para solucionarlo se debe configurar la turbina en modo presión deslizante para mantener la cantidad de humedad de los gases de escape a

su correcto nivel. Esto provoca que las turbinas de vapor de los ciclos combinados tengan unas características especiales.

Respecto a la misión del condensador, es muy importante ya que es el que devuelve al agua en su estado líquido, por lo que debe tener una buena extracción de calor. Dicha extracción de calor se puede realizar directamente a un foco frío como pueda ser un río o el mar. Sin embargo, lo más común es usar torres de refrigeración para mantener el medioambiente y no aumentar las temperaturas de ríos y mares. Como se ha mencionado anteriormente, la presión del condensador debe ser baja ya que ayuda a la condensación del agua.

El desgasificador, es un aparato que se utiliza para aumentar la temperatura del agua líquida proveniente del condensador, ya que está muy fría y nos costaría mucha energía calentarla. Para calentar esta agua, se predispone de una pequeña salida de escape de vapor en la turbina, el cual no pasa por todas las etapas de la turbina. Esto permite inyectarla al desgasificador para subir la temperatura del agua. Es muy importante no evaporar el agua, ya que posteriormente se impulsa mediante una bomba y sería fatal para la misma.

Por ultimo las bombas se colocan después del condensador y desgasificador para aumentar la presión del agua una vez que está totalmente en estado líquido [9].

5.5 Rendimiento

Un ciclo combinado es la combinación de dos ciclos termodinámicos de generación de energía, *Brayton* y *Rankine*. El objetivo es mejorar la eficacia y eficiencia del mismo a través de un aumento de rendimiento, ya que uno de los ciclo aprovecha el calor que le sobra al otro.

Una de las claves para que el rendimiento de un ciclo combinado sea mayor, es aumentar la temperatura de absorción de calor en el ciclo *Rankine*, ya que según Carnot, el rendimiento ideal máximo es teórico se puede obtener mediante un proceso termodinámico que funcione entre dos focos de temperatura T_f (foco frío) y T_c (foco caliente) es el siguiente:

$$\eta = 1 - \frac{T_f}{T_c} \quad (1)$$

Donde las temperaturas se expresan en *Kelvin*.

Este rendimiento no es alcanzable en la práctica debido a que existen pérdidas de calor y las pérdidas en el intercambiador de calor. Normalmente, los valores típicos del rendimiento real de un ciclo *Brayton* y *Rankine* son 35% y 30% respectivamente.

Como se puede observar, el rendimiento de ninguno de los ciclos por separado supera el 40%. Sin embargo las características de estos dos ciclos favorecen que puedan implementarse conjuntamente para dar un rendimiento superior. El rendimiento que se persigue es buscar un ciclo que tenga una absorción de calor muy alta y se ceda a muy baja temperatura. Si un único ciclo pudiese trabajar entre la temperatura máxima del ciclo de gas (*Brayton*) y la temperatura mínima del ciclo de vapor (*Rankine*), se podría alcanzar un rendimiento muy elevado.

En la realidad, no hay ningún ciclo que cumpla esas características, por ello surgen los ciclos combinados con turbinas de gas y de vapor. El ciclo de gas tiene la ventaja de absorber directamente aire de la atmósfera y el de vapor permite una temperatura de foco frío muy baja.

El ciclo de gas funciona como ciclo de alta temperatura y el de vapor como el de baja temperatura, ya que el ciclo de vapor funciona con el calor cedido o sobrante del ciclo de gas. Para ello se interpone un intercambiador de calor entre ambos ciclos dando lugar al siguiente esquema:

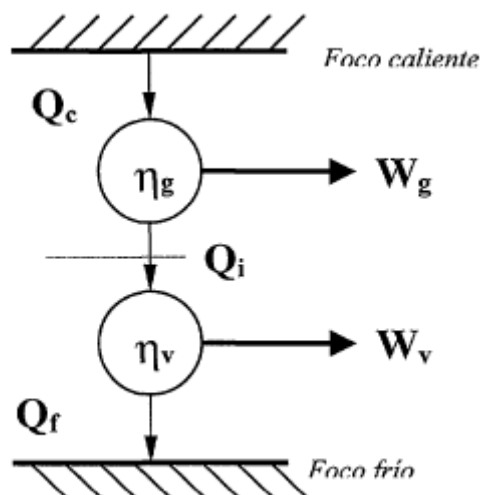


Figura 22-Combinación de los dos ciclos de potencia

En la figura 22 se puede ver que \dot{Q}_c es el calor tomado del foco caliente, \dot{Q}_i el calor intercambiado entre ambos ciclos y \dot{Q}_f es el calor cedido al foco frío. El ciclo de gas tiene un rendimiento η_g y produce una potencia neta \dot{W}_g . Por otro lado el ciclo de vapor tiene un rendimiento η_v y una potencia neta \dot{W}_v .

Para dar un valor aproximado del rendimiento global del ciclo combinado se realizará a continuación una serie de cálculos sin tener en cuenta las pérdidas en el intercambiador de calor entre ambos ciclos:

El rendimiento de ciclo combinado se define como:

$$\eta_{cc} = \frac{\dot{W}_g + \dot{W}_v}{\dot{Q}_c} \quad (2)$$

Teniendo en cuenta que la potencia neta del ciclo de gas y de vapor se define como:

$$\dot{W}_g = \eta_g \cdot \dot{Q}_c \quad (3)$$

$$\dot{W}_v = \eta_v \cdot (1 - \eta_g) \cdot \dot{Q}_c \quad (4)$$

Finalmente se llega a la expresión del rendimiento de un ciclo combinado:

$$\eta_{cc} = \eta_g + \eta_v - \eta_g \cdot \eta_v \quad (5)$$

Si suponemos un rendimiento del 30% y 35% para el ciclo de vapor y gas respectivamente se obtiene:

$$\eta_{cc} = 0.35 + 0.3 - 0.35 \cdot 0.3 = 0.55 \rightarrow 55\% \quad (6)$$

A simple vista se ve que el rendimiento aumenta considerablemente.

Como se ha mencionado anteriormente, el hecho de introducir un intercambiador de calor entre ambos ciclos, supone una pérdida de calor y en consecuencia un pérdida de rendimiento debido a las siguientes razones:

- El intercambiador no se puede hacer de área infinita.
- Las propiedades del agua y de los gases que salen por el intercambiador dificulta el intercambio de calor.

5.6 Ventajas respecto a otras tecnologías

Las principales ventajas de los ciclos combinados frente a otras tecnologías son las que se presentan a continuación:

- Mejor rendimiento: Las centrales de ciclo combinado, como se ha visto en el apartado anterior, poseen un rendimiento de entre el 50%-60% frente a tecnologías convencionales que únicamente alcanzan el 30%-35%.
- Emisiones de gases residuales más reducidas: Sobre todo en cuanto a CO₂ se refiere reduciéndose desde los 850g/kWh hasta los 350g/kWh.
- Consumo de agua muy ajustado: las centrales de tipo *Rankine* convencionales poseen un caudal de agua de 890 m³/h frente a los 440 m³/h de los ciclos combinados por una menor demanda de refrigeración.
- Gran disponibilidad y flexibilidad de demanda: Este tipo de centrales son muy rápidas en cuanto a operación se refiere, con lo que se suelen cubrir con ellas las demandas de energía en un corto periodo de tiempo. También son muy flexibles en el sentido de que pueden trabajar a carga parcial.
- Central más compacta: Las centrales de ciclo combinado necesitan una menor superficie útil que las centrales de vapor convencionales, pudiendo incluso duplicar el área necesaria.

5.7 Estrés térmico

Como se ha mencionado anteriormente, las centrales de ciclo combinado son muy flexibles en cuanto a que pueden variar la carga de forma muy rápida respecto a otro tipo de centrales, lo cual permite que sean muy útiles a la hora de cubrir picos puntuales demanda eléctrica. Sin embargo existe un gran problema respecto a los materiales y el estrés térmico al que están sometidos debidos a estas variaciones de carga, que de forma directa influyen en las temperaturas de los componentes y al mayor desgaste de los mismos debido a tensiones y dilataciones que se producen.

Está comprobado que la temperatura de entrada a la turbina de gas y la presión del compresor debe aumentar si se quiere aumentar el rendimiento de la parte del ciclo de gas de la instalación. Para aguantar dichas temperaturas, que rondan los 1500 °C, se recurren a súper-aleaciones y a recubrimientos térmicos para que los componentes sufran menos este efecto de estrés térmico y por tanto sean más duraderos. También se incluyen métodos de refrigeración en algunos casos.

El principal efecto que tiene el estrés térmico en los componentes, es la aparición de grietas debido a cambios muy continuados de temperaturas o fallos estructurales. Actualmente se están desarrollando modelos para intentar predecir la distribución de tensiones debido a cambios de temperatura y de esa forma poder controlar mejor este fenómeno bajo unas condiciones de funcionamiento reales [11].

6. Desarrollo de la herramienta informática

6.1 Introducción

El desarrollo de la aplicación de análisis para centrales de ciclo combinado se ha realizado mediante Excel, un programa facilitado por Microsoft Office. Excel, es una hoja de cálculo de uso muy común para la mayoría de actividades relacionadas con cualquier tipo de cálculo que salió a la venta en el año 1985, cuyas funciones han ido evolucionando a lo largo de su historia.

Cada libro de Excel está compuesto por como máximo 1024 hojas de cálculo, con 1048576 filas y 16384 columnas cada hoja. Las celdas pueden estar compuestas por datos introducidos por el usuario como cálculos realizados a través de datos de otras celdas gracias a sus funciones como puedan ser funciones matemáticas, estadísticas, de ingeniería, información o financieras. A su vez dispone de diversas, tablas, gráficos y tablas dinámicas para representar visualmente datos o resultados obtenidos.

Además, Excel tiene una serie de características que hace que tenga más valor si cabe: la opción de programador. Con esta opción se pueden programar funciones manualmente denominadas *Macroinstrucciones*. Una *Macroinstrucción* o más comúnmente llamada *Macro* es una serie de comandos que se introducen manualmente por el programador en cuestión para que se puedan ejecutar aplicaciones mediante una sola orden. Las *Macros* utilizan lenguaje *VBA (Visual Basic for Applications)*, pueden usarse programando directamente el código o mediante grabaciones desde la propia interfaz de Excel. El tipo de archivos cambia de *.xlsx* a *.xlsm*. En muchas ocasiones hay que habilitar la opción de programador ya que está oculta el Excel por defecto.

6.2 Contenido de los archivos p48 desagregado

En este caso se ha creado una *Macro* para hacer una gestión más ágil de los archivos que proporciona el Operador del Sistema (E-SIOS).

Los archivos a gestionar son los archivos del programa *p48 desagregado*. Dichos archivos están en formato *.xml*, el cual es capaz de abrir Excel. Son ficheros diarios es decir, cada día, se renuevan y se puede acceder a ellos a través de: <http://www.esios.ree.es/web-publica/> → Mercados-Mibel → Descargas → *p48 desagregado*.

En ellos se encuentra la información de la potencia casada por cada central, por día y por hora, pudiendo así hacer un análisis de la energía proporcionada por cada central de ciclo combinado. A continuación se muestra la forma de presentar los datos en dichos archivos [5]:

[illegible]

Figura 23-Datos p48 desagregado [5]

	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
1	v12	v13	v14	v15	codificacion16	v17	v18	v19	v20	v21	v22	codificacion23	
2	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	1	1001			
3	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	2	999			
4	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	3	999			
5	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	4	999			
6	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	5	999			
7	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	6	999			
8	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	7	999			
9	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	8	999			
10	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	9	1002			
11	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	10	1002			
12	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	11	1001			
13	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	12	1001			
14	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	13	1000			
15	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	14	1000			
16	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	15	999			
17	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	16	999			
18	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	17	999			
19	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	18	1003			
20	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	19	1005			
21	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	20	1006			
22	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	21	0			
23	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	22	0			
24	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	23	1004			
25	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STPO	Z21	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	24	1001			
26	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	1	0			
27	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	2	0			
28	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	3	0			
29	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	4	0			
30	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	5	0			
31	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	6	0			
32	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	7	0			
33	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	8	0			
34	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	9	0			
35	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	10	0			
36	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	11	0			
37	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	12	0			
38	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	STP1	Z24	ASCI	NES	MWH	2013-12-31T23:00Z/2014-01-01T23:00Z	PT60M	13	0			

Figura 24-Datos p48 desagregado [5]

Como se puede observar, las columnas primordiales son la P, U y V, que representan el acrónimo de la central de potencia en cuestión, la franja horaria y la potencia producida en cada hora en *MWh*.

6.3 Interfaz y desarrollo de la Macro

La interfaz de la Macro es aparentemente simple, en la pantalla principal se debe introducir el acrónimo de la central de ciclo combinado en cuestión sobre la que queremos obtener datos y la fecha de consulta de datos como se muestra en la figura 25:

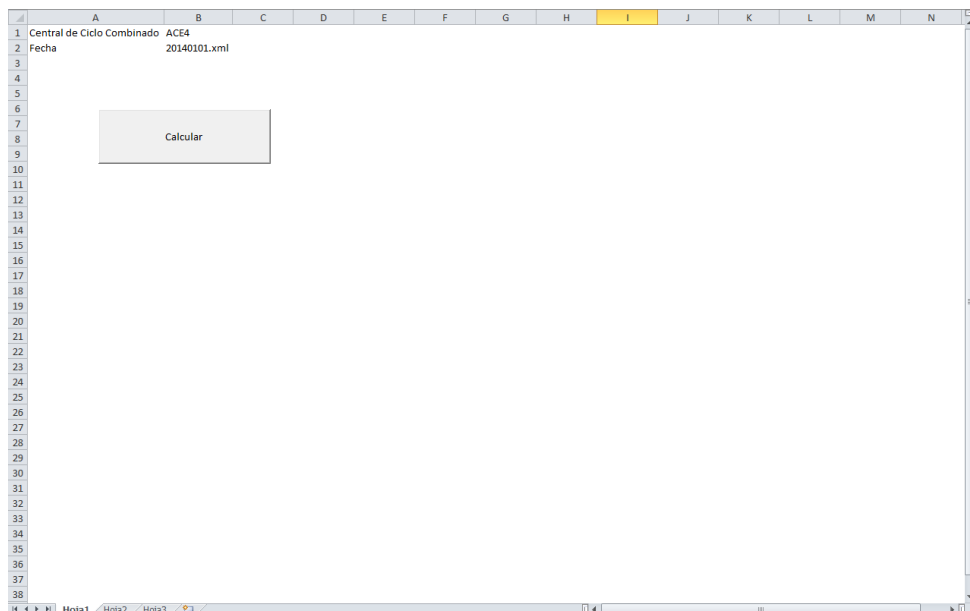


Figura 25-Interfaz de la macro

Cuando se han introducido los datos, se le da a calcular, y la aplicación da los valores de la potencia producida en las veinticuatro horas el día, en el día elegido de la central de ciclo combinado elegida y una gráfica de la potencia en función de las horas del día para una mejor visualización como se ve en la figura 26:

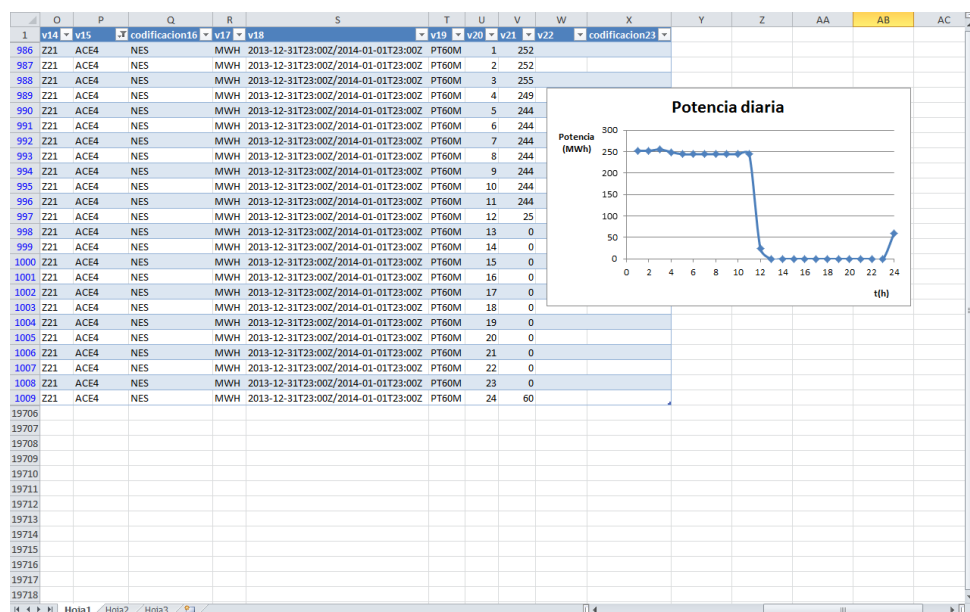


Figura 26-Datos proporcionados por la macro

Cabe destacar la gran utilidad de la *Macro*, ya que permite buscar datos de producción de potencia de cualquier central en unos segundos solamente introduciendo el acrónimo técnico de la central y la fecha a estudiar. Dicha aplicación es válida para cualquier central de producción de electricidad de España, sin embargo el estudio a realizar se hará sobre una central de ciclo combinado (ACE4), ya que son las centrales más propensas a cambios de régimen de producción.

Por último destacar la función principal que se ha usado para la realización de la *Macro: Workbooks.OpenXML (Ruta & Archivo)*. Esta función permite abrir un archivo en formato *.xml* que es el tipo de archivo que hay que abrir, desde una ruta previamente predefinida por el programador. Esta es la forma más rápida y óptima para abrir los archivos ya que si se hace de una forma más compleja, el programa tardará más en ejecutarse y eso es perjudicial en cuanto a tiempo de ejecución se refiere [12], [13], [14], [15].

6.4 Resultados. Estudio de (ACE4)

A través de la aplicación anteriormente descrita, se va a hacer un análisis para la central ACE4.

Aceca es una central de potencia que se encuentra en Villaseca de la Sagra (Toledo) operando desde el año 2005 compuesta por cuatro grupos (I, II, III y IV) los cuales operan diferentes compañías. Los grupos I y II funcionan a base de fuel-oil, sin embargo los grupos III y IV son de tipo ciclo combinado cuyo combustible es gas natural aunque tiene depósitos auxiliares de gasóleo, operados por Iberdrola y Gas Natural Fenosa respectivamente. Cada grupo de ciclo combinado es capaz de producir 400 MWh de potencia eléctrica junto con un rendimiento aproximado del 56 %.

Respecto a la producción de Aceca, ha disminuido considerablemente en los últimos años debido en gran parte a las necesidades del mercado eléctrico y a la implantación de nuevas centrales de tipo renovable como se muestra en la figura 27:

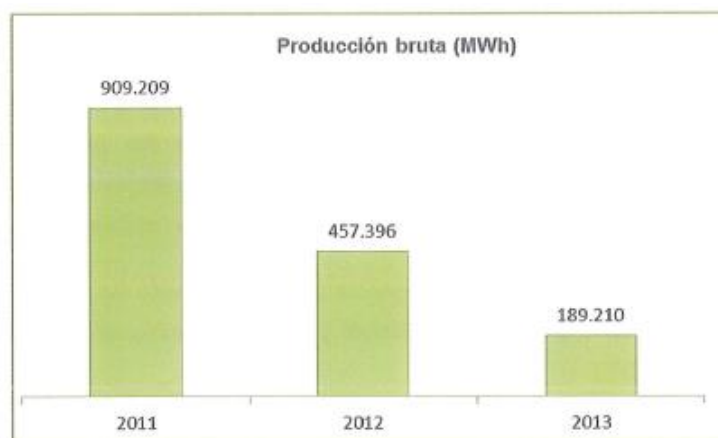
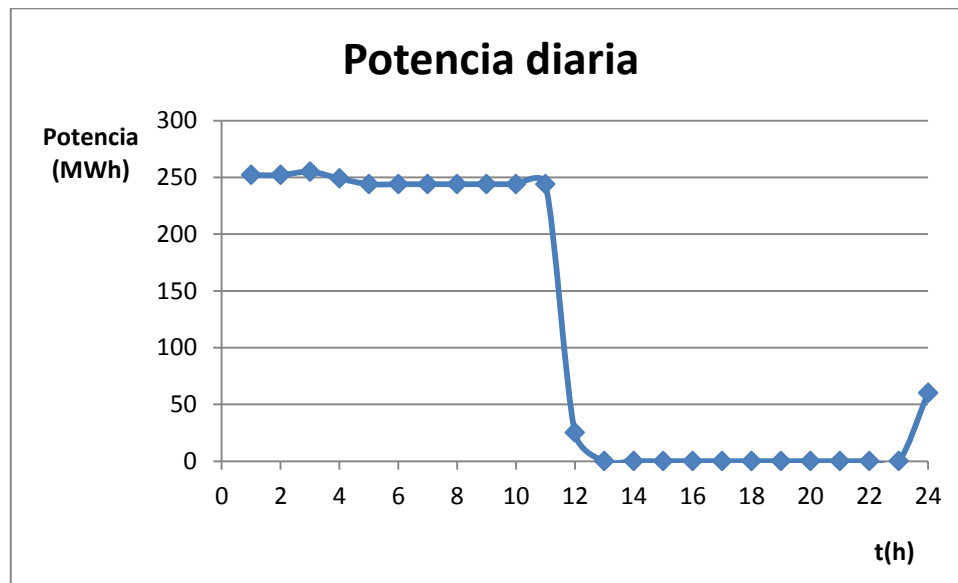


Figura 27-Producción Aceca [16]

El estudio y por consiguiente, el análisis de resultados, se va a realizar del grupo IV de Aceca, es decir, ACE4. Se mostrará los gráficos obtenidos de la *Macro* de la producción de la central el día 1 de cada mes durante los doce meses a las 12h del mediodía del año para el año 2014 y se compararán con los datos que proporciona Red Eléctrica de España el mismo día a la misma hora y se discutirán.



Estructura de generación a las 12:00

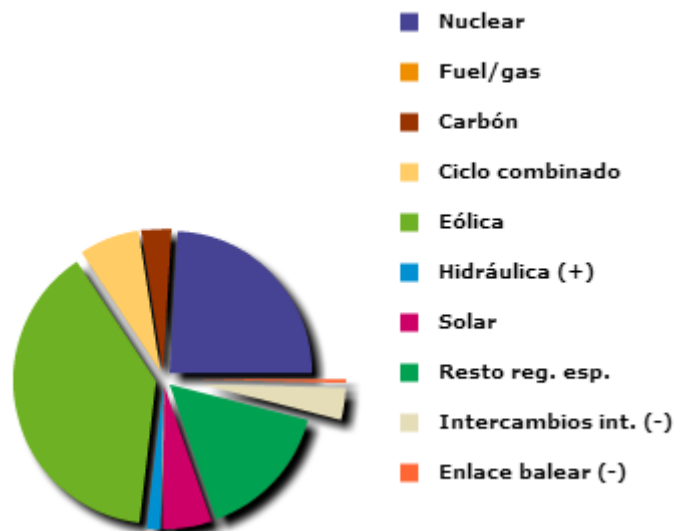
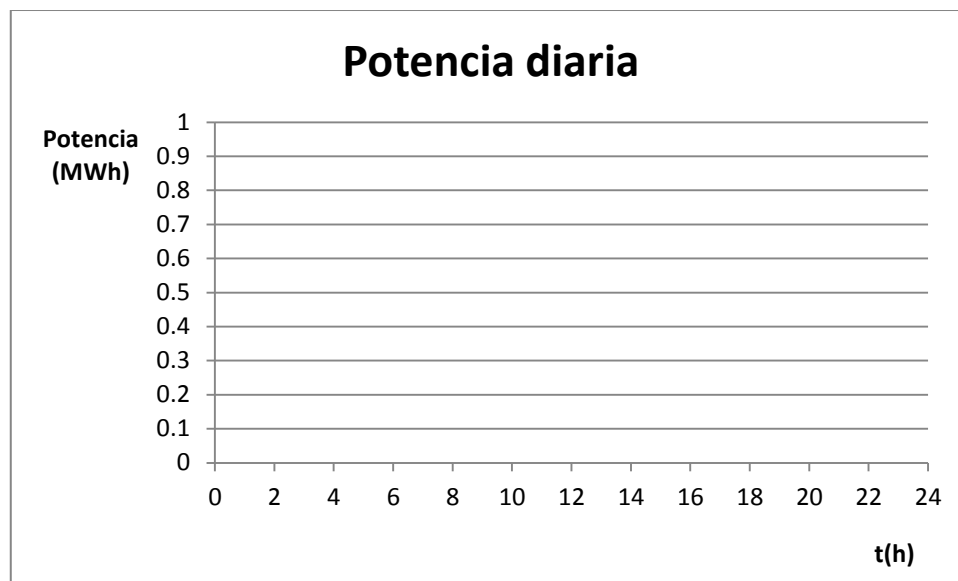


Figura 28-Producción del día 1-1-2014 a las 12h [17]

Como se puede apreciar la caída de producción de ACE4 coincide justo a las 12 h de la mañana, esto puede ser debido a que es el día de año nuevo, con lo que se ha mantenido a un poco más de media carga durante la noche para cubrir demanda. También hay que destacar la poca producción de las centrales de ciclo combinado en España a esa misma hora ya que las centrales eólicas produjeron gran parte de la electricidad aprovechando la energía limpia del viento. La energía nuclear es constante siempre en todo el año ya que no se puede variar su carga fácilmente y son muy lentas.



Estructura de generación a las 12:00

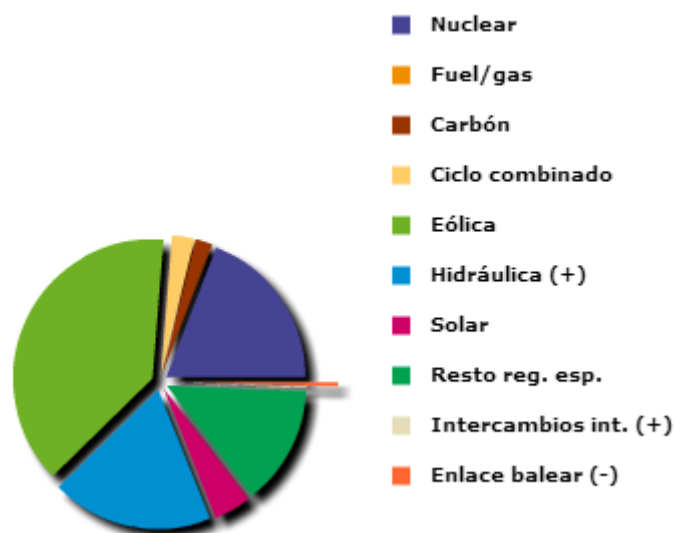


Figura 29-Producción del día 1-2-2014 a las 12h [17]

En este día ACE4 no produjo nada de potencia eléctrica, coincide con la producción que marca REE a esa misma hora, y es que la energía eólica y la entrada de la energía hidráulica, hicieron que las centrales de ciclo combinado apenas inyectaran potencia eléctrica a la red gracias a la entrada de centrales renovables.

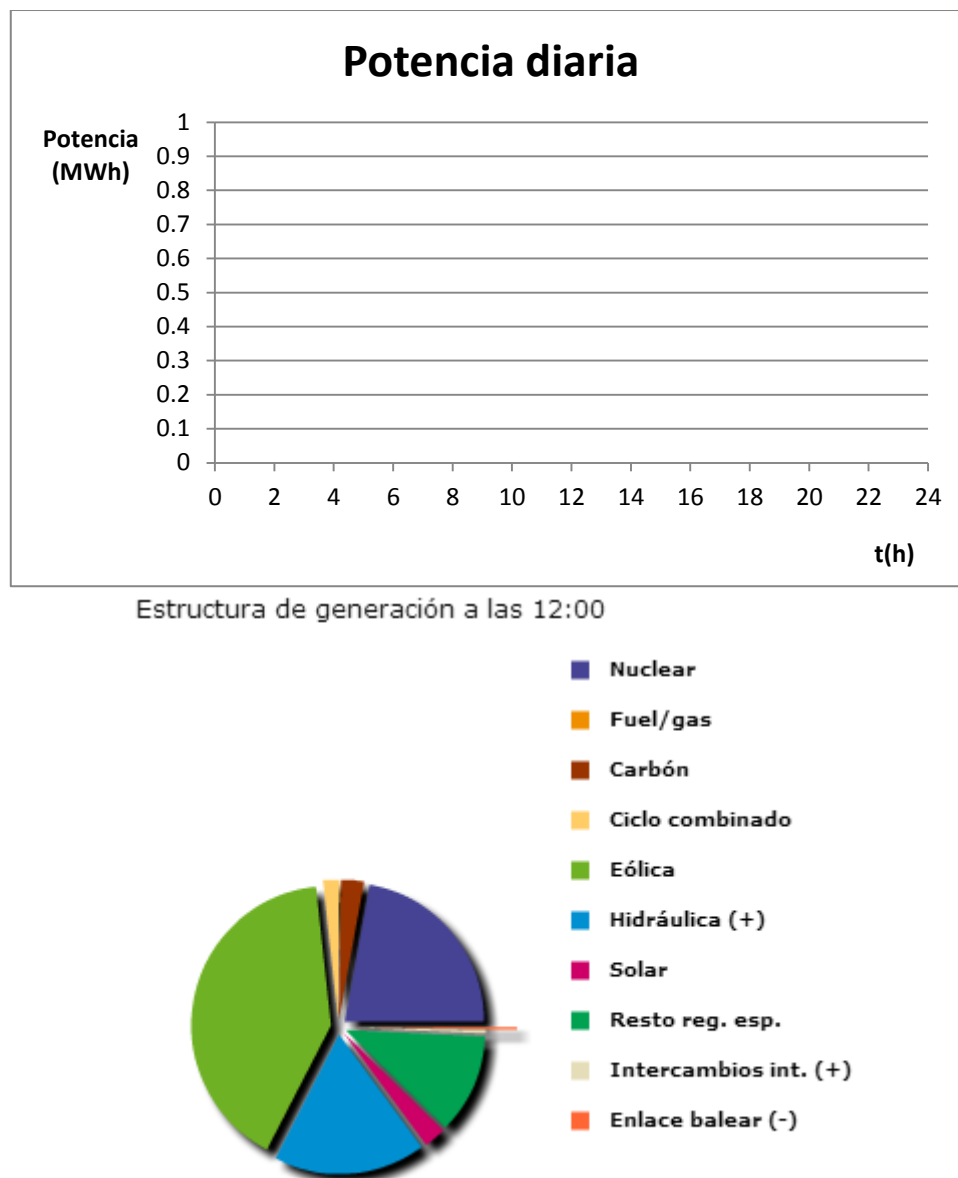
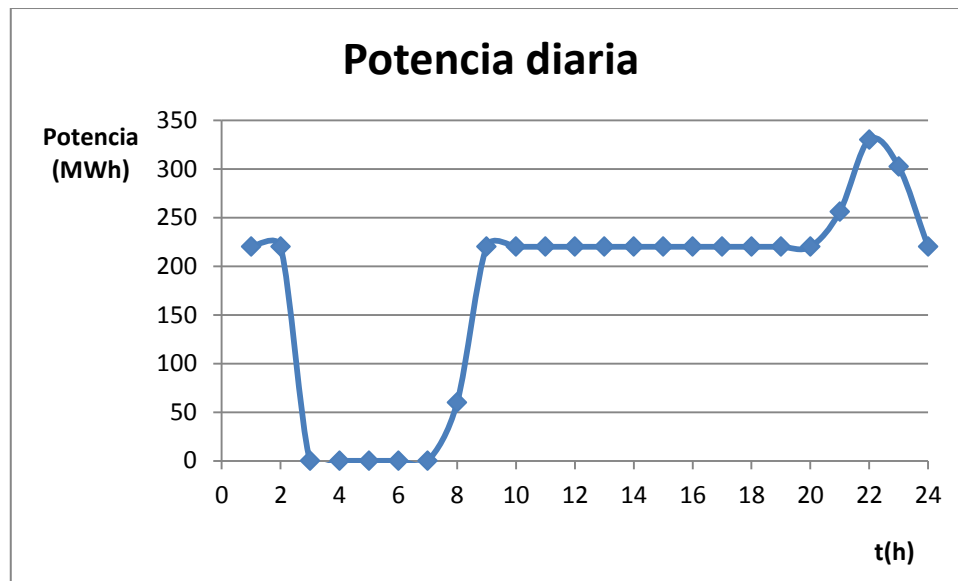


Figura 30-Producción del día 1-3-2014 a las 12h [17]

Al igual que ocurre en el 1 de febrero, ACE4 no produjo nada. Debido a que se está en época invernal de lluvias y viento, y se aprovecha esa energía renovable disponible en detrimento de la energía de ciclo combinado que no produce nada apenas. Respecto a la energía nuclear cubre la misma demanda siempre ya que producen a potencia fija y sin variaciones.



Estructura de generación a las 12:00

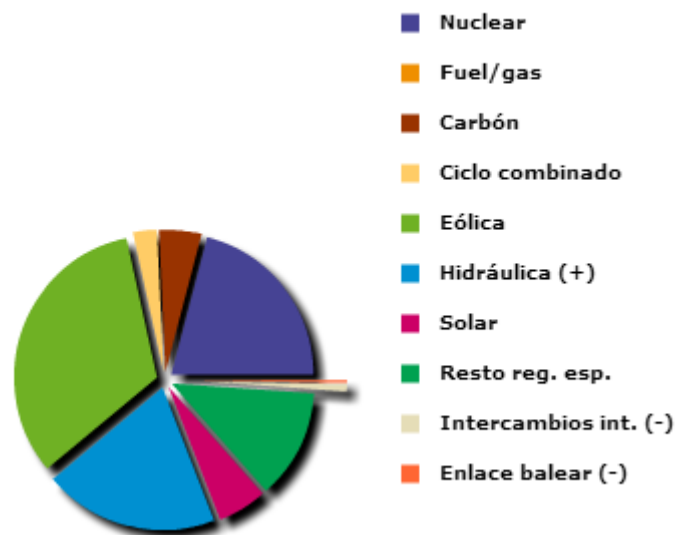


Figura 31-Producción del día 1-4-2014 a las 12h [17]

A la vista de los datos la producción de la central de estudio ha cambiado bastante respecto a los meses anteriores. Su producción es prácticamente nula durante la noche, aumentando su potencia a partir de las 8h, en parte debido a que a esa hora es una hora común de entrada al trabajo y a las oficinas manteniéndose constante durante casi todo el día a excepción de las últimas horas que aumenta su carga durante unas horas. Respecto a la producción global de energía ese día a esa hora, no cambia demasiado respecto a los meses anteriores manteniéndose la energía eólica y la hidráulica con una gran producción.



Estructura de generación a las 12:00

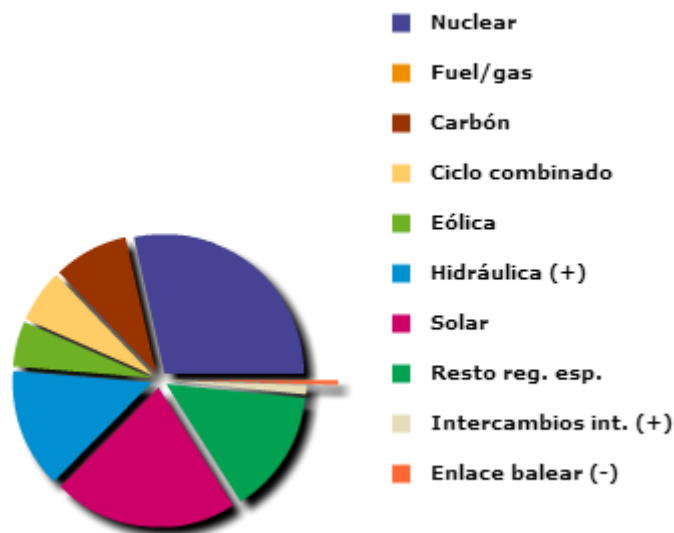
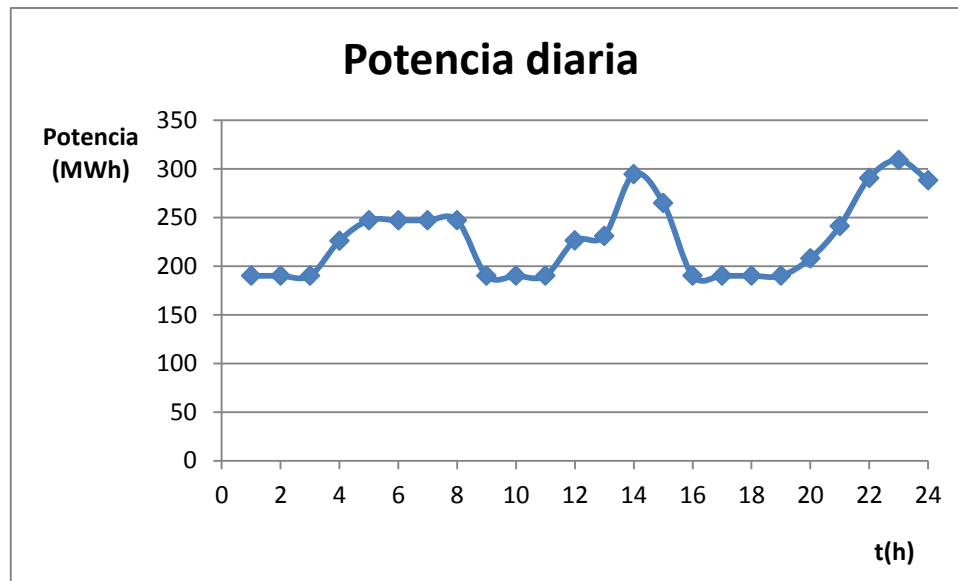


Figura 32-Producción del día 1-5-2014 a las 12h [17]

El día 1 de mayo, ACE4 tiene un comportamiento muy activo durante la noche para cubrir demanda de las fábricas y alrededores. Sin embargo, a partir de las 12h de la mañana no produce nada. Este fenómeno se puede explicar con el aumento importante de la energía solar y detrimento de la eólica y de los ciclos combinados, ya que a esa hora el sol empieza a incidir sobre los paneles solares produciendo energía eléctrica. Por tanto se puede deducir que fue un día soleado, primaveral y con poco viento.



Estructura de generación a las 12:00

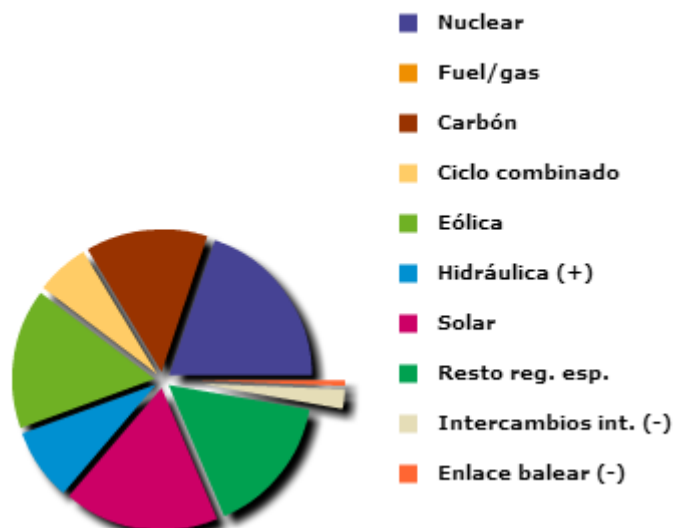
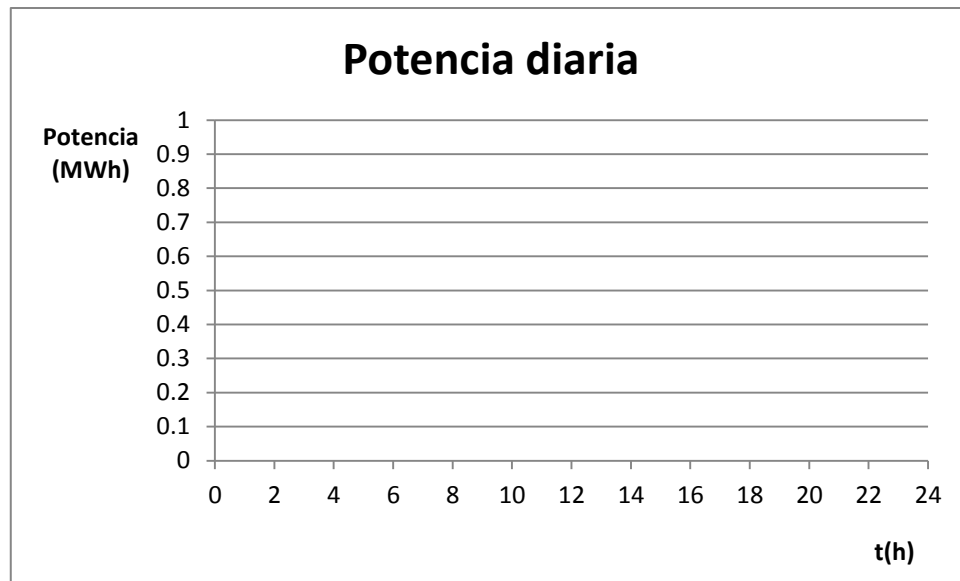


Figura 33-Producción del día 1-6-2014 a las 12h [17]

Este día como se puede observar, hay produciendo muchos tipos de energía como son la eólica, solar hidráulica y ciclo combinado en cuanto a las energías de producción variable se refiere. Esto es así porque fue un día soleado, sin embargo había viento suficiente mente fuerte para producir energía eólica. Respecto a las de ciclo combinado se mantienen prácticamente constantes respecto al mes anterior siendo la producción de ACE4 significativamente más alta con grandes cambios de demanda y por tanto, de carga.



Estructura de generación a las 12:00

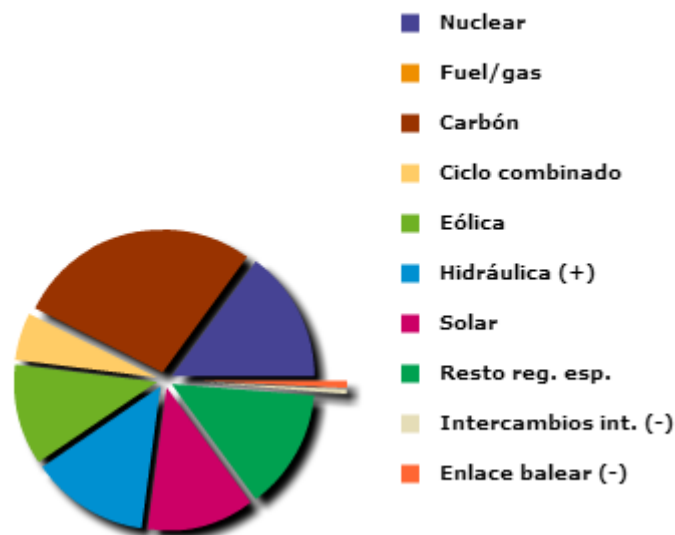


Figura 34-Producción del día 1-7-2014 a las 12h [17]

Es te día ACE4 no produjo nada de energía eléctrica, esto es debido a que entraron fuertemente en funcionamiento las centrales convencionales de carbón. Esto es muy perjudicial para el medio ambiente ya que contaminan en gran cantidad comparadas con las centrales de ciclo combinada, sin embargo este aumento de producción de potencia de las centrales de carbón puede ser debido a motivos económicos externos.

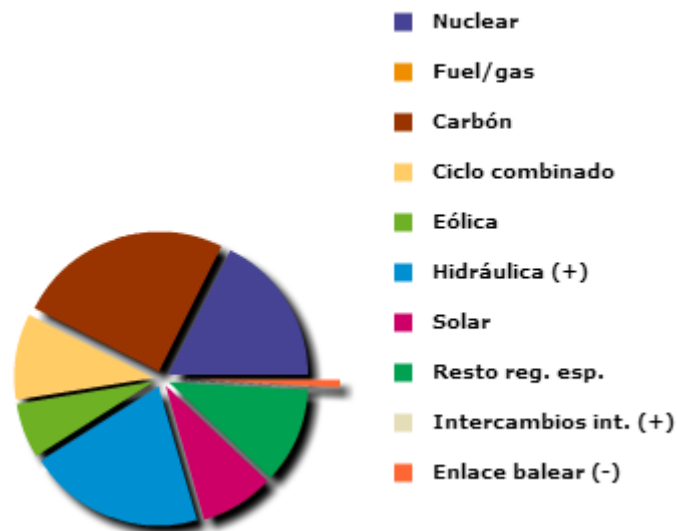
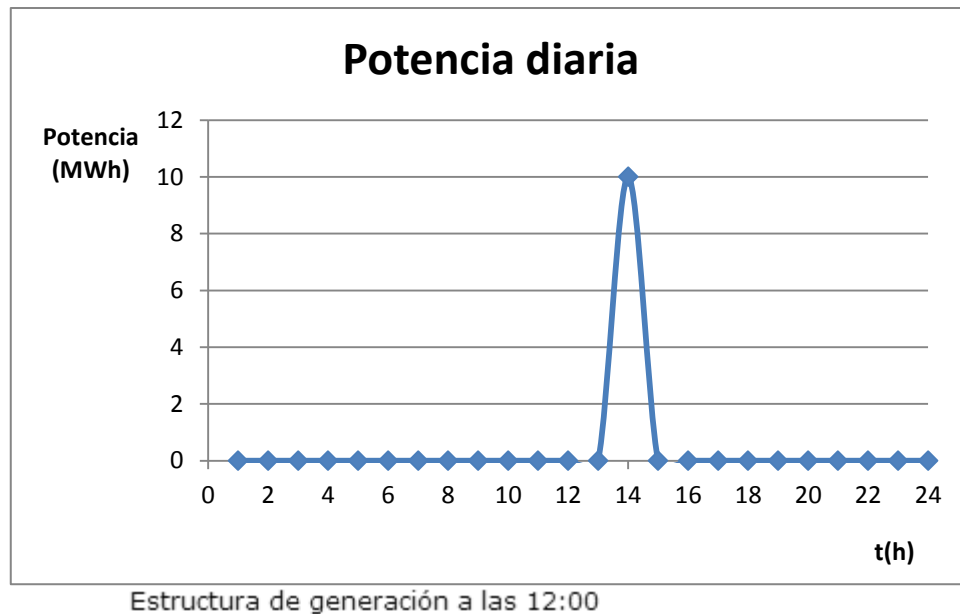
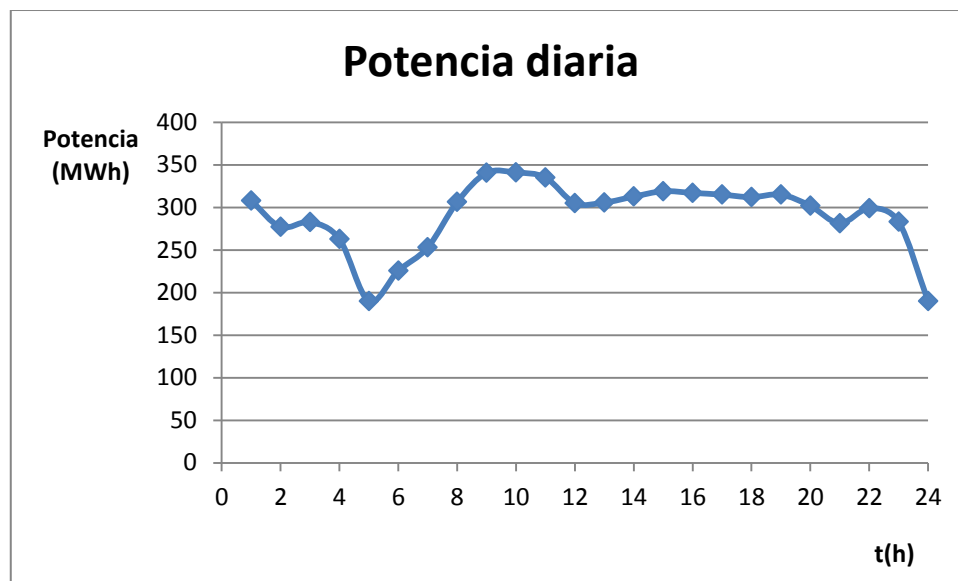


Figura 35-Producción del día 1-8-2014 a las 12h [17]

En la figura 35 se ve una tendencia a usar centrales de tipo carbón como en el mes anterior y un aumento de las centrales de tipo hidráulicas. En este caso ACE4 no produce apenas energía, únicamente a las 14h produciendo 10 MWh.



Estructura de generación a las 12:00

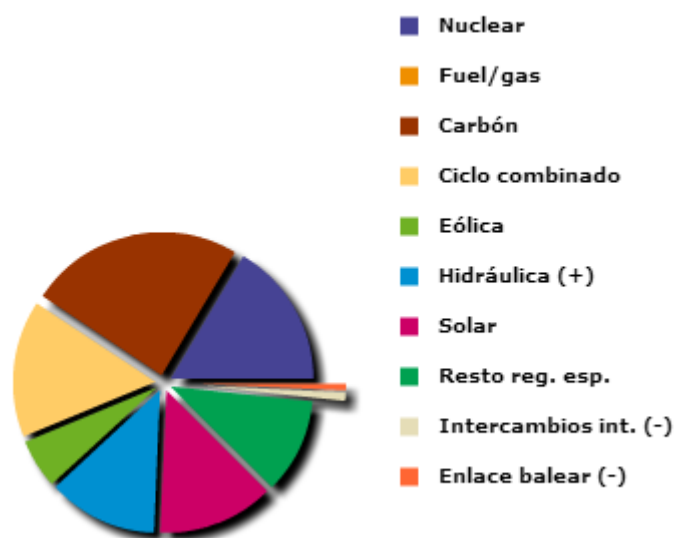


Figura 36-Producción del día 1-9-2014 a las 12h [17]

La producción de ACE4 el 1 de septiembre aumenta de forma considerable manteniéndose a una carga alta durante bastantes horas, y con ello la producción en general de las centrales de ciclo combinado probablemente debido a la falta de energía eólica. Cabe destacar que la producción de potencia en este día es muy variada, entrando al sistema muchos tipos de energía.

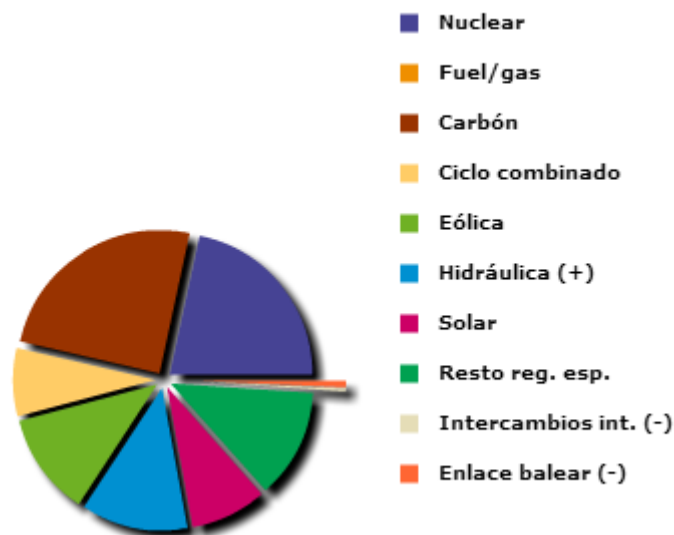


Figura 37-Producción del día 1-10-2014 a las 12h [17]

Analizando los datos, se puede destacar un día claramente soleado debido a que a partir de las 10h la central deja de producir potencia eléctrica.

Sin embargo, puede que en otras zonas, no esté el cielo tan despejado, es por ello que la proporción de energía solar y de ciclo combinado son muy parecidas. La energía hidráulica y la eólica también aportan potencia eléctrica a la red, con lo que el aporte energético es muy variado.

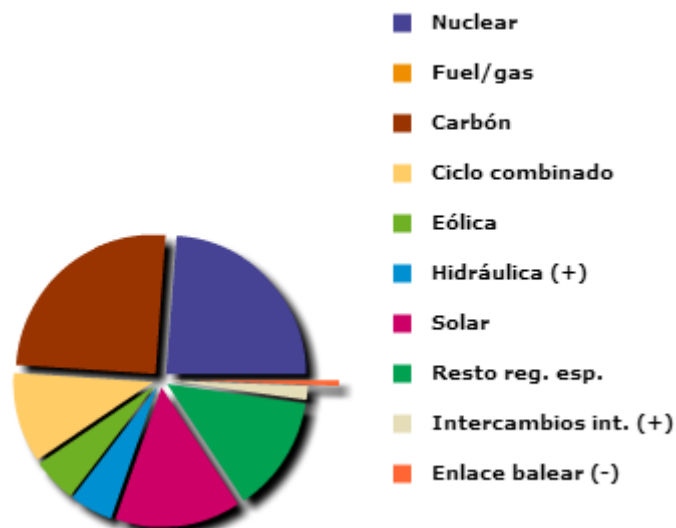
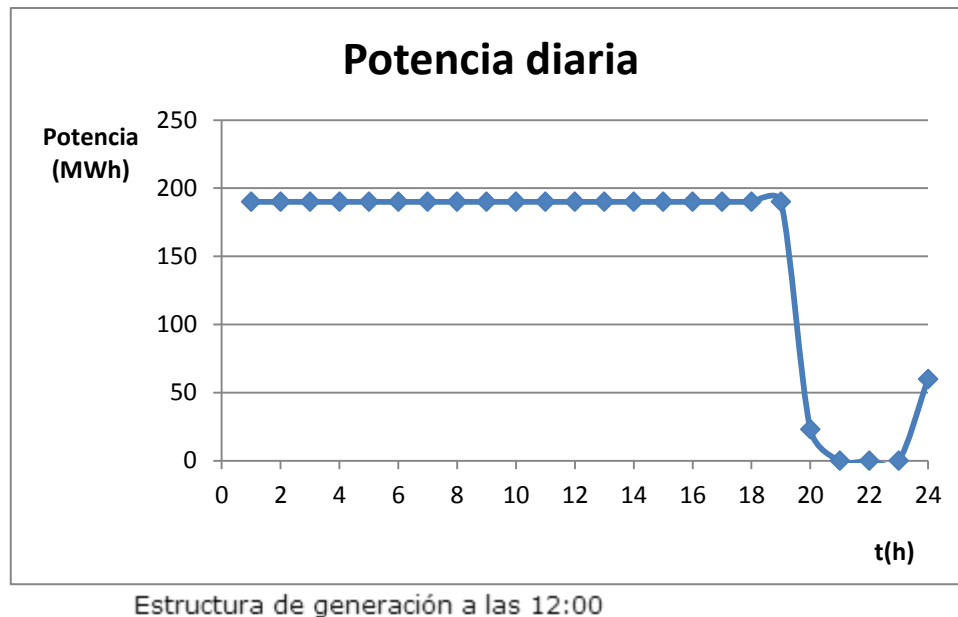


Figura 38-Producción del día 1-11-2014 a las 12h [17]

En este día, la producción de ACE4 se mantiene muy constante a lo largo del día a excepción de las últimas horas de la tarde en las que la demanda decrece. Es necesario un gran aporte de las centrales de ciclo combinado ya que la energía eólica y la energía hidráulica apenas aportan energía al sistema, con lo que tienen que cubrir la demanda las centrales de ciclo combinado junto con las centrales de carbón y nucleares.

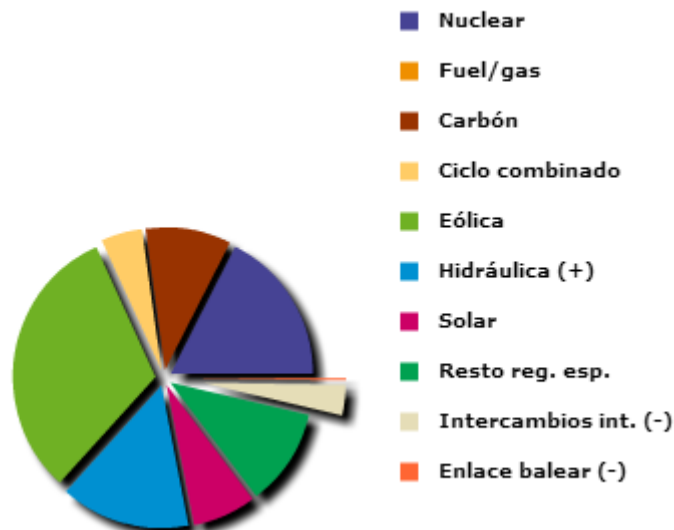
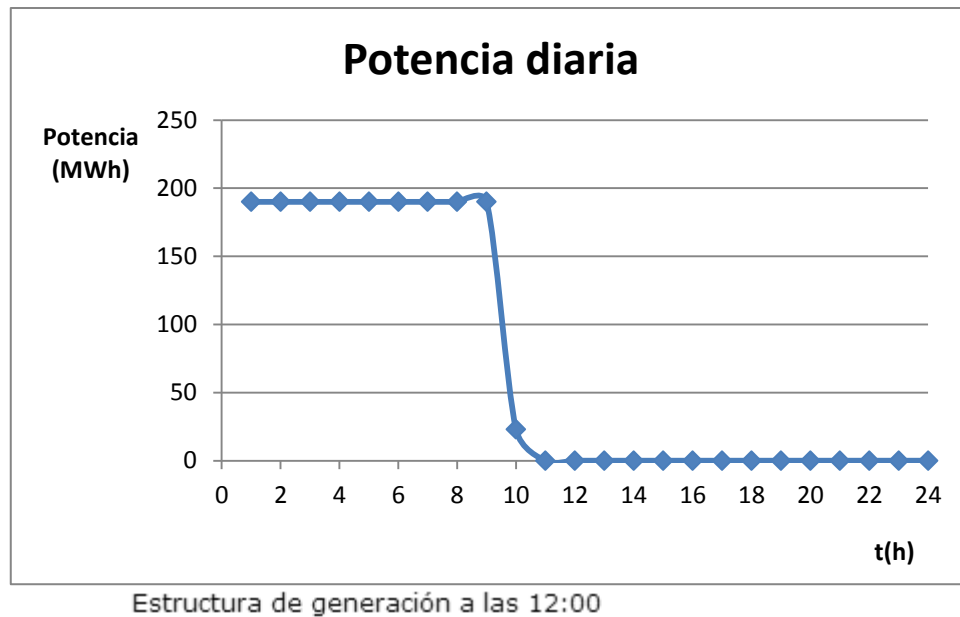


Figura 39-Producción del día 1-12-2014 a las 12h [17]

La producción de potencia para el 1 de diciembre se puede diferenciar en dos partes. Durante la noche la central produce mucha energía, sin embargo, durante el día su producción es nula ya que la energía eólica, y la hidráulica inyectan mucha potencia al sistema además de la solar además de la habitual nuclear.

7. Conclusiones

Con este proyecto se han dado a conocer las diferentes centrales de generación de potencia en nuestro país, tanto renovables como convencionales, y que aportan energía eléctrica a la red eléctrica para su posterior consumo.

A su vez se ha realizado la explicación del sistema eléctrico español, el cual es complejo, incluyendo tanto los tipos de mercado existentes como la forma en la que se fija el precio de la electricidad y las posibles restricciones o inconvenientes.

Posteriormente se ha hecho un análisis de las centrales de ciclo combinado dando una explicación de todos sus componentes así como la razón de su alto rendimiento en comparación con otros tipos de tecnología. También se ha dado a conocer el concepto de estrés térmico y sus consecuencias.

Con la ayuda de la aplicación creada, se ha estudiado la forma en la que una central de ciclo combinado, en este caso ACE4, opera y se han dado razones de su funcionamiento en diferentes días y épocas del año, siendo los resultados los anteriormente comentados.

Otro de los motivos de la creación del *Software* es permitir conocer el funcionamiento diario y la demanda de cada una de las centrales de ciclo combinado. Esto permitirá realizar modelos de fatiga térmica y estudios de resistencia de materiales para poder mejorar los componentes de dicho tipo de centrales, sobretodo el HRSG, el cual está sometido a cambios de temperatura grandes según la carga a la que opere la central, con lo que sufrirá mucho estrés térmico y con ello aparecerán tensiones en los materiales que hacen que la durabilidad de los componentes sea menor, y con ello, la rentabilidad económica y los rendimientos de las centrales.

Por todos estos motivos se ha creado la aplicación, con lo que es muy útil para realizar diferentes funciones y solucionar diferentes problemas como los anteriormente comentados en un futuro.

8. Proyectos futuros

El presente proyecto forma parte del grupo de investigación en el que se encuentra el tutor de dicho proyecto, y que está dedicado al estudio del comportamiento debido a estrés térmico en las centrales de ciclo combinado, con lo que les es muy útil tener una aplicación como la que se ha diseñado para este proyecto ya que permite saber los cambios de régimen o de carga que posee una central, y con ello estudiar el estrés térmico de los componentes en base a esos cambios.

Además dicho programa puede ser de gran utilidad cuando se instauren las centrales híbridas de ciclo combinado, es decir, centrales de ciclo combinado a las que se les acopla un campo de paneles solares para aumentar su temperatura y así obtener más rendimiento. Esto sería posible si se crease una ley que regulase la cantidad de recurso renovable, en este caso energía solar, se puede utilizar. Por tanto dicho *Software* permitiría hacer una estimación económica sobre si sería realmente rentable instaurar esta tecnología en nuestro país suponiendo una demanda de producción aproximadamente constante.

9. Bibliografía

- [1] Unesa, «Unesa,» [En línea]. Available: <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas>. [Último acceso: Marzo 2015].
- [2] Omel, «Omel,» [En línea]. Available: <http://www.omel.es/inicio/mercados-y-productos>. [Último acceso: Marzo 2015].
- [3] Energías Renovables, «Energías Renovables,» [En línea]. Available: http://www.energias-renovables.com/imagen_art/w2m/Marzo_2009/pag3.htm. [Último acceso: Marzo 2015].
- [4] L. B. Cortázar Real, El Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), Leganés, 2008.
- [5] Esios-Ree, «Esios-Ree,» [En línea]. Available: <http://www.esios.ree.es/web-publica/>. [Último acceso: Marzo 2015].
- [6] T. y. C. Ministerio de Industria, «REAL DECRETO 661/2007,» Madrid, 2007.
- [7] Energía Y Sociedad, «Energía Y Sociedad,» [En línea]. Available: http://www.energiaysociedad.es/documentos/E4_Internalizacion_de_los_derechos_de_emision.pdf. [Último acceso: Abril 2015].
- [8] J. L. Rapún Jiménez, *Tesis doctoral: Modelo matemático del comportamiento de ciclos combinados de turbinas de gas y de vapor*, Madrid, 1999.
- [9] P. A. Rodríguez Aumente y M. Legrand, *Apuntes Máquinas y Centrales Térmicas*, Leganés, 2014.
- [10] S. Sabugal García y F. Gómez Monux, *Centrales térmicas de ciclo combinado: teoría y proyecto*, Ediciones Díaz de Santos, 2006.
- [11] M. Hokyū, K. Kyung Min, J. Yun Heung, S. Sangwoo y P. Jun Su, «Engineering Failure Analysis,» *Elsevier*, p. 7, 2014.
- [12] W. Mora y J. L. Espinoza, *Programación Visual Basic (VBA) para Excel y Análisis Numérico*, 2005.
- [13] Universidad Politécnica de Valencia, *Manual básico para empezar a trabajar con macros de visual basic para excel*, Valencia.



- [14] J. García de Jalón, J. I. Rodríguez y A. Brazález, *Aprenda Visual Basic 6.0*, San Sebastián, 1999.
- [15] Microsoft, «Microsoft,» [En línea]. Available: <https://msdn.microsoft.com/es-es/library/office/ee814737%28v=office.14%29.aspx>. [Último acceso: Diciembre 2014].
- [16] Iberdrola, «Declaración ambiental de Aceca 2013,» 2013.
- [17] Red Eléctrica de España, «REE,» [En línea]. Available: <https://demanda.ree.es/demanda.html>. [Último acceso: Abril 2015].

10. Anexo 1: Acrónimos centrales CC

Aunque en el apartado de resultados se ha analizado la producción durante un año completo de la central ACE4, se podrían analizar de la misma forma todas las centrales de ciclo combinado, a continuación se mostrará una lista de las principales centrales de ciclo combinado así como sus acrónimos para introducir al programa.

- Aceca 3 (ACE3). Villaseca de la Sagra, Toledo.
- Aceca 4 (ACE4). Villaseca de la Sagra, Toledo.
- Central Bahía de Algeciras (AGENC01). Puerto Mayorga, Cádiz.
- Amorebieta (AMBIETA). Amorebieta-Echano, Vizcaya.
- Arcos 1 (ASC1). Arcos de la Frontera, Cádiz.
- Arcos 2 (ASC2). Arcos de la Frontera, Cádiz.
- Bahía Vizcaya (BAHIAB). Ciérvana, Vizcaya.
- Besós 3 (BES3). San Adrián de Besós. Barcelona.
- Besós 4 (BES4). San Adrián de Besós. Barcelona.
- Besós 5 (BES5). San Adrián de Besós. Barcelona.
- Cartagena 1 (CTGN1). Cartagena, Murcia.
- Cartagena 2 (CTGN2). Cartagena, Murcia.
- Cartagena 3 (CTGN3). Cartagena, Murcia.
- Castejón 1 (CTJON1). Castejón, Navarra.
- Castejón 2 (CTJON2). Castejón, Navarra.
- Castejón 3 (CTJON3). Castejón, Navarra.
- Castellón 3 (CTN3). Castellón.
- Castellón 4 (CTN4). Castellón.
- Palos 1 (PALOS1). Palos de la Frontera, Huelva.
- Palos 2 (PALOS2). Palos de la Frontera, Huelva.
- Palos 3 (PALOS3). Palos de la Frontera, Huelva.
- Sagunto 1 (SAGU1). Sagunto, Valencia.
- Sagunto 2 (SAGU2). Sagunto, Valencia.
- Sagunto 3 (SAGU3). Sagunto, Valencia.
- San Roque 1 (SROQ1). San Roque, Cádiz.
- San Roque 2 (SROQ2). San Roque, Cádiz.

11. Anexo 2: Código del programa

```
Private Sub CommandButton1_Click()
```

```
'importar un archivo xml
```

```
Ruta = "C:\Users\PC\Desktop\uni\TFG\Datos diarios 2014\p48cierre_"
```

```
'Ruta = "I:\uni\TFG\Datos diarios 2014\p48cierre_"
```

```
Archivo = Range("B2")
```

```
Workbooks.OpenXML (Ruta & Archivo), LoadOption:=xlXmlLoadImportToList
```

```
'Filtro
```

```
central = Range("B1")
```

```
ActiveSheet.ListObjects("Tabla1").Range.AutoFilter Field:=16, Criteria1:= _  
    (central)
```

```
'seleccionar datos
```

```
Sheets("Hoja1").Select
```

```
Sheets("Hoja1").Range("U:V").Select
```

```
'Gráfica
```

```
ActiveSheet.Shapes.AddChart.Select
```

```
ActiveChart.ChartType = xlXYScatterSmooth
```

```
ActiveChart.SetSourceData Source:=Sheets(1).Range("U:V")
```

```
ActiveSheet.Shapes("1 Gráfico").IncrementLeft -60
```

```
ActiveSheet.Shapes("1 Gráfico").IncrementTop 198.75
```


ActiveWindow.SmallScroll Down:=9

ActiveSheet.ChartObjects("1 Gráfico").Activate

ActiveChart.ChartTitle.Select

ActiveChart.ChartTitle.Text = "Potencia diaria"

Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters.Text = "Potencia diaria"

With Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters(1, 15).ParagraphFormat

.TextDirection = msoTextDirectionLeftToRight

.Alignment = msoAlignCenter

End With

With Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters(1, 8).Font

.BaselineOffset = 0

.Bold = msoTrue

.NameComplexScript = "+mn-cs"

.NameFarEast = "+mn-ea"

.Fill.Visible = msoTrue

.Fill.ForeColor.RGB = RGB(0, 0, 0)

.Fill.Transparency = 0

.Fill.Solid

.Size = 18

.Italic = msoFalse

.Kerning = 12

.Name = "+mn-lt"

.UnderlineStyle = msoNoUnderline

.Strike = msoNoStrike

End With

With Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters(9, 7).Font

```
.BaselineOffset = 0  
.Bold = msoTrue  
.NameComplexScript = "+mn-cs"  
.NameFarEast = "+mn-ea"  
.Fill.Visible = msoTrue  
.Fill.ForeColor.RGB = RGB(0, 0, 0)  
.Fill.Transparency = 0  
.Fill.Solid  
.Size = 18  
.Italic = msoFalse  
.Kerning = 12  
.Name = "+mn-lt"  
.UnderlineStyle = msoNoUnderline  
.Strike = msoNoStrike
```

End With

```
ActiveChart.Legend.Select
```

```
Selection.Delete
```

```
ActiveSheet.ChartObjects("1 Gráfico").Activate
```

```
ActiveChart.PlotArea.Select
```

```
ActiveChart.Axes(xlValue).Select
```

```
ActiveChart.Axes(xlValue).MinimumScale = -50
```

```
ActiveChart.Axes(xlValue).MinimumScale = 0
```

```
ActiveChart.Axes(xlCategory).Select
```

```
ActiveChart.Axes(xlCategory).MinimumScale = 0
```

```
ActiveChart.Axes(xlCategory).MaximumScale = 30
```

```
ActiveChart.Axes(xlCategory).MaximumScale = 24
```

```
ActiveChart.SetElement (msoElementPrimaryCategoryAxisTitleAdjacentToAxis)
```

```
'ActiveChart.Axes(xlValue, xlPrimary).AxisTitle.Text = "t"

Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters.Text = "t(h)"

With Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters(1, 1).ParagraphFormat

    .TextDirection = msoTextDirectionLeftToRight

    .Alignment = msoAlignCenter

End With

With Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters(1, 1).Font

    .BaselineOffset = 0

    .Bold = msoTrue

    .NameComplexScript = "+mn-cs"

    .NameFarEast = "+mn-ea"

    .Fill.Visible = msoTrue

    .Fill.ForeColor.RGB = RGB(0, 0, 0)

    .Fill.Transparency = 0

    .Fill.Solid

    .Size = 10

    .Italic = msoFalse

    .Kerning = 12

    .Name = "+mn-lt"

    .UnderlineStyle = msoNoUnderline

    .Strike = msoNoStrike

End With

Selection.Left = 334.725

Selection.Top = 192.794

ActiveChart.SetElement (msoElementPrimaryValueAxisTitleHorizontal)

ActiveChart.Axes(xlValue, xlPrimary).AxisTitle.Text = "Potencia (MWh)"

Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters.Text = "Potencia (MWh)"
```

```
With Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters(1, 3).ParagraphFormat
```

```
.TextDirection = msoTextDirectionLeftToRight
```

```
.Alignment = msoAlignCenter
```

```
End With
```

```
With Selection.Format.TextFrame2.TextRange.Characters(1, 3).Font
```

```
.BaselineOffset = 0
```

```
.Bold = msoTrue
```

```
.NameComplexScript = "+mn-cs"
```

```
.NameFarEast = "+mn-ea"
```

```
.Fill.Visible = msoTrue
```

```
.Fill.ForeColor.RGB = RGB(0, 0, 0)
```

```
.Fill.Transparency = 0
```

```
.Fill.Solid
```

```
.Size = 10
```

```
.Italic = msoFalse
```

```
.Kerning = 12
```

```
.Name = "+mn-lt"
```

```
.UnderlineStyle = msoNoUnderline
```

```
.Strike = msoNoStrike
```

```
End With
```

```
Selection.Left = -8
```

```
Selection.Top = 92.307
```

```
Selection.Left = 5
```

```
Selection.Top = 36.307
```

```
ActiveChart.ChartArea.Select
```

```
ActiveChart.Axes(xlCategory).AxisTitle.Select
```

```
Selection.Left = 316.725
```



Selection.Top = 191.794

ActiveChart.Axes(xlCategory).Select

ActiveChart.Axes(xlCategory).MajorUnit = 5

ActiveChart.Axes(xlCategory).MajorUnit = 2

ActiveChart.ChartArea.Select

End Sub